NB POWER

ANNUAL REPORT OF GENERATION PLANNING

1984/85 - 1998/99

SYSTEM PLANNING DIVISION
SEPTEMBER 1984

1984/85
ANNUAL REPORT OF GENERATION PLANNING
FOR
THE 15 YEAR PERIOD 1984 to 1998

TABLE OF CONTENTS

SECTION		PAGE
I	SUMMARY	1
II	INTRODUCTION	4
III	LOAD FORECAST	7
IV	NB POWER SYSTEM CAPABILITY	9
V	PLANNING CRITERIA	15
	a) Reliability Criteria	15
	b) Environmental Criteria	17
VI	LOAD AND RESOURCES REVIEW	18
	a) Peak Electrical Capability Assessment	18
	b) Sustained Electrical Capability Assessment	19
VII	OPTIONS FOR THE FUTURE	22
	a) General	22
	b) Nuclear	22
	c) Coal Fired Thermal Generation	23
	d) Conversion of Oil-Fired Thermal Generation	24
	i) Coal Conversion	24
	ii) Coal-Water Mixture Demonstration	25
	iii) Circulating Fluidized Bed Demonstration Project	27
	iv) Natural Gas Conversion	28

TABLE OF CONTENTS (Cont'd)

SECTION PAGE

e) Hydraulic Generation 29
i) Tidal Power Generation 29
ii) Other Hydraulic Generation 30
f) Purchases 33
g) Combustion Gas Turbine Generation 36
h) Alternate Energy Sources 36
i) Load Management 37
j) Energy Conservation 38
k) Waste Heat Utilization 39
1. Aquaculture of NB Power Plants.....39
i) Grand Lake 39
ii) Mactaquac 40
2. Surface Heated Greenhouse 41

VIII CONCLUSIONS 43

FIGURES AND TABLES

PAGE

TABLES

TABLE I - Generating Station Capabilities 12

TABLE II - Summary - Forecast Electrical Demand
Vs Generating Capability 20

FIGURES

FIGURE I - NB Power In-Province Annual Peak Demand ...8

FIGURE II - Energy Sources to Meet In-Province Load ..14

FIGURE III- Energy Sources to Meet In-Province Load;
Coleson Cove Converted to Coal-Fired
Operation 26

I SUMMARY

NB Power reviews and updates annually its long range transmission and generation expansion plans. This report relates specifically to the generation plans and related subjects.

The purpose of this report is to contribute to a better understanding of the overall processes related to generation planning.

The annual load forecast for the electric system is reported in a separate document and this report on generation planning utilizes data from the load forecast as a basis for determining the requirement for new generation to be added to the NB Power system.

Alternative generation development options are reviewed for the period 1984-1999 to provide the resources necessary to meet the forecast electric load. From these alternative expansion options, plans which combine economic and technical viability with financial acceptability can be developed. These plans must also recognize environmental and other planning constraints.

The quality of the environment has, in recent years, become a significant concern in the development of any form of generation. Project feasibility has therefore, of necessity, been expanded to include comprehensive environmental studies and impact assessments to satisfy provincial and federal regulatory processes. Project approval has become more complex and time consuming than in the past. Such additional requirements have increased the lead times necessary from the planning process to the commercial operation of any new form of generation. This is, for example, particularly evident in the requirements to plan, construct and bring into commercial operation a new nuclear generating station.

The following are some significant considerations in the formulation of NB Power's generation requirements to 1998/99.

1. The electrical energy requirements of the customers served by NB Power are expected to grow at an average annual compound growth rate of 3.0% over the period ending March 31, 1999. The system net peak hourly demand is expected to grow at an annual compound growth rate of 3.2% per year.

2. Considering the reserve generating capacity required to provide allowance for generating equipment to be shutdown for maintenance and to insure that sufficient power will remain available should the output of a major generating unit be cut off from the system for any reason, NB Power has sufficient generation installed to meet its technical requirements to the year 1992/93.

3. The conversion of the Coleson Cove Generating Station from oil to coal at the earliest convenient time has been demonstrated to be economical provided that a quality of coal can be procured economically such that supplemental sulphur removal equipment is not required.

4. Near term alternative energy sources such as solar, wind, tides, biomass, etc. cannot under present conditions deliver energy at costs which are competitive with the development of nuclear, coal, and hydro electric generating resources.

5. Experimental analysis on coal water mixtures at NB Power's Chatham Generating Station has demonstrated the practicality of such a fuel source. Research is continuing.

6. Analysis of a fluidized bed application at NB Power's Chatham Plant utilizing a mixture of New Brunswick oil shale and coal is continuing with the construction of a demonstration unit. The intent of this testing is to determine the feasibility of this application as a future source of electrical generating capability.

7. Present studies underway by Maritime Nuclear on the application of a second nuclear unit at the Point Lepreau Generating Station are examining the economic viability of the construction of this unit to, in a large part, serve the markets in the northeastern U.S. on a long term basis. In view of the requirement for additional capacity starting in 1992/93 it might well be economical for NB Power to purchase a portion of the output of such a second unit.

II INTRODUCTION

NB Power is committed to supplying the electrical requirements of its customers at the lowest feasible cost on a long term basis consistent with safety, reliability, and socio-environmental concerns. This requires that the planning for the system be an on-going process that is reviewed in detail annually.

The generation planning process consists of the following:

i) Preparation of a forecast of load and energy requirements.

ii) Analysis of existing and committed system capability.

iii) Comparison of (i) and (ii) (commonly known as a Load and Resources Review) to determine the required size and timing of generation additions in order to meet defined criteria.

iv) Preliminary investigation and evaluation of all potential generation sources, including purchases.

v) Detailed analysis of the most attractive alternatives.

vi) Specific conclusion(s) with respect to the most appropriate choice(s).

The system must be planned for at least 10 to 15 years in advance due to the long period of time necessary to get a facility in service once a decision to proceed has been made. Long lead times are due to such things as regulatory requirements, public hearings, property acquisition, financing arrangements, design, construction and commissioning. In addition to this 10 to 15 year planning period, a 20 to 30 year long term outlook period is generally studied. Due to forecast uncertainties, the results of these long term investigations are often general in nature. They do, however, provide an indication of the long term viability of projects being considered to meet the requirements of the planning period.

In addition to planning generation facilities to supply requirements within the province of New Brunswick, NB Power has developed the potential to construct facilities in advance of need by selling the output of these facilities to other utilities on a long term basis. This concept of prebuilding for external sales permits NB Power to build larger more efficient generating units. Through this type of arrangement NB Power is able to realize economy of scale benefits based upon the unit's as-built depreciated capital cost, thereby reducing power costs to NB Power customers. These external markets include the provinces of Nova Scotia and Prince Edward Island as well as the U.S. markets of Maine and the New England States.

In addition, interconnections between NB Power and other utilities permit the purchase of surplus energy from these utilities to replace expensive thermal-produced (oil, coal) energy on the NB Power system. Even though the cost of this surplus energy is tied to the cost of producing the replaced energy, savings in the order of 20% accrue to NB Power. In addition, NB Power buys surplus energy for transmission to the previously described external markets at a profit to New Brunswick. This results in lower costs being borne by NB Power customers.

III LOAD FORECAST

The development of an expected load forecast is a vital element in a generation planning study. The number of years which must be forecast is a function of the time required to plan and construct new generation facilities. The load forecast must consider the magnitude of industial and domestic growth, future economic policies, future energy policies, social trends as well as the costs of alternate energy sources.

The 1984 load forecast is reported in "Load Forecast 1984-99" dated September, 1984. The report indicates that the electrical energy requirements of the customers served by NB Power are expected to grow at an average annual rate of 3.0% for the 15 year period ending March 31, 1999. The system net peak hourly demand is expected to increase at an annual compound growth rate of 3.2% per year.

Figure I presents a graphical comparison of the 1983 and 1984 load forecasts. The actual peak loads experienced during the past five (5) years are plotted for comparison.

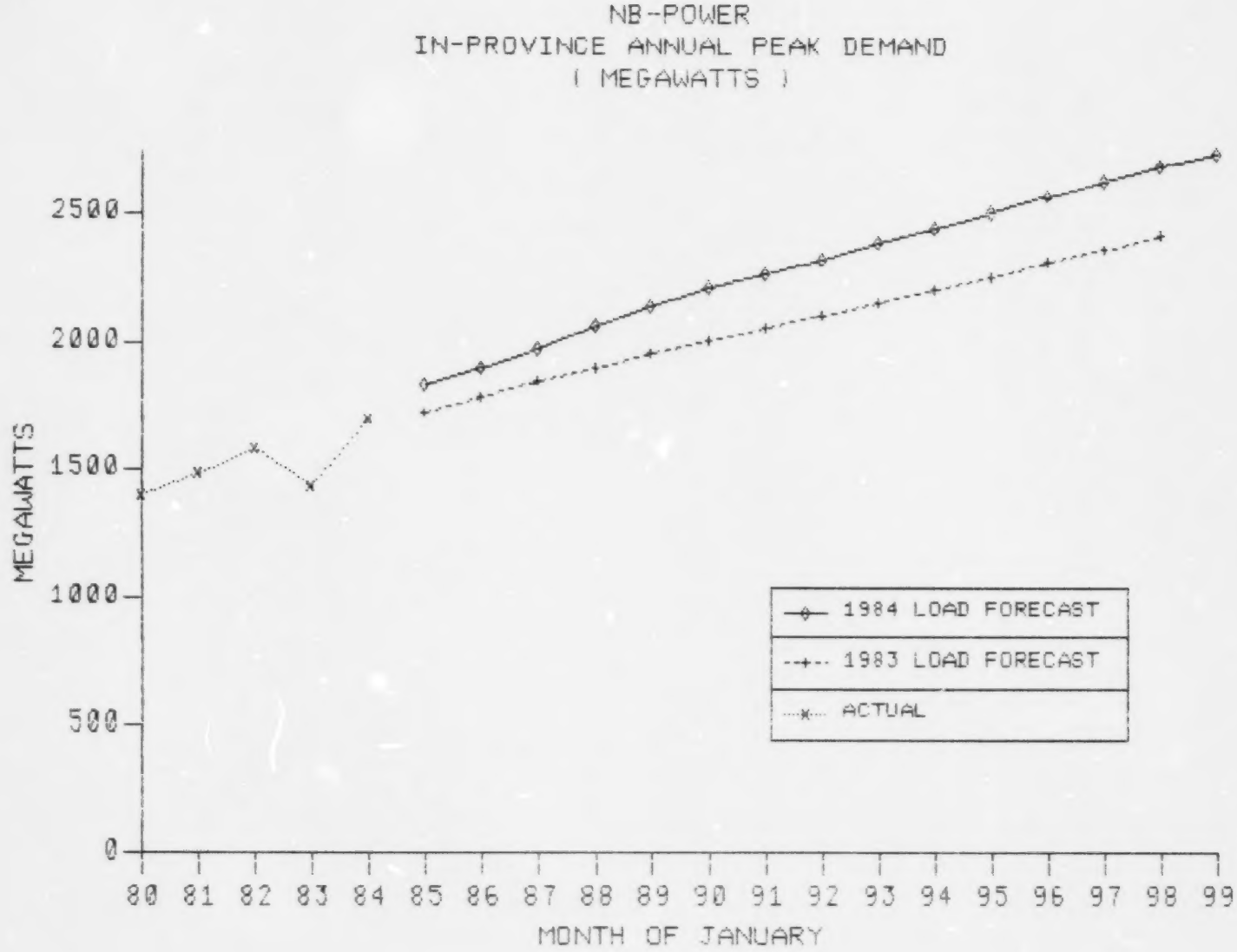

NB-POWER
IN-PROVINCE ANNUAL PEAK DEMAND
(MEGAWATTS)
MEGAWATTS
2500
2000
1500
1000
500
0
80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99
MONTH OF JANUARY
1984 LOAD FORECAST
1983 LOAD FORECAST
ACTUAL

FIGURE I

IV NB POWER SYSTEM CAPABILITY

The NB Power system is comprised of a mix of hydro, nuclear, coal-fired thermal, oil-fired thermal and gas turbine generation.

The pattern of electric power consumption in New Brunswick has, to some degree, been influenced by the geography of the province and to traditional growth areas. As a result, a non-uniform distribution of power has been required. To a large degree the existing thermal generating resources have been located in the northeast and southwest portions of the province with the hydro generation sources being spread along the Saint John River.

A summary of the capability of the installed and committed generation is given in Table I. (Page 12)

The 1983 addition of the 635 MW Point Lepreau nuclear unit has resulted in significant savings to NB Power. In order to insure maximum benefit from a unit of this size, 230 MW of its output has been sold to New England utilities during its early years. This output will return to NB Power in 1991 when it can be best utilized. Under terms of the agreement, the purchasing utilities are responsible for a proportionate share of all costs whether the unit performs or not. That portion of the financial risk associated with the unit is thereby removed from NB Power. In addition, the reserve requirements for the sale portion of the unit must be met by the purchasing utilities.

NB Power also purchases energy from neighboring utilities through its interconnections to displace more expensive generation. NB Power can also purchase capacity as required to meet unplanned firm needs or when such capacity is

available and economically attractive. While Hydro Quebec has historically not sold firm capacity it is generally known that they have excess energy for sale throughout the 1980's and into the 1990's. It is reasonable to expect that this energy will be available for fuel displacement.

The present power costing agreement between NB Power and Hydro-Quebec is such that the cost saving to New Brunswick is 20% of the cost of the displaced fuel in the NB Power system.

As a result, NB Power and Hydro-Quebec are constructing a second major interconnection between the two utilities. This interconnection, located in the Edmundston area, will by 1985 have a transfer capability of 500 MW. The Edmundston and existing Eel River facilities will have a combined transfer capability of over 1000 MW.

After displacing all possible higher cost New Brunswick energy, the lower cost Hydro-Quebec energy from these interconnections is made available to the other Maritime Provinces as well as the U.S. Under the terms of the Power Costing agreement, NB Power receives approximately 15% of the cost of the displaced fuel of the purchasing utility; the purchasing utility receives a saving of 20% of the cost of the displaced fuel. Hydro-Quebec receives the remaining 65%.

In addition to the benefits to NB Power, there are significant benefits realized by the Government of Canada through the saving of oil compensation payments. This results in a positive effect on the country's balance of

payments position not only from oil replaced in Canadian provinces, but also from the foreign exchange earned by sales of power to the U.S. The existing Hydro-Quebec interconnection at Eel River has consistently displaced over 4,000,000 barrels of fuel per year. The interconnection at Edmundston has the capability to displace an equal amount.

A further benefit of purchasing Hydro-Quebec energy is the significant reduction in the emissions from displaced fossil fired generation stations in New Brunswick and throughout the Maritimes.

Further, the recent addition of coal-fired generation in Nova Scotia has resulted in NB Power being able to purchase surplus coal-generated energy. This energy is purchasded either for displacement of oil-generated energy on the NB Power system or for resale to other interconnected utilities.

Figure II (Page 14) demonstrates the utilization of the existing and presently committed generation in the overall dispatch to supply the electrical energy requirement of the Province of New Brunswick assuming that Hydro Quebec surplus energy remains available.

TABLE I

GENERATING STATION CAPABILITIES

Hydro			Thermal			
Plant	Unit	Capacity	Plant	Unit	Fuel	Capacity
Beechwood	1	36.0	Chatham	1	Coal/Oil	9.4
	2	36.0		2	Coal/Oil	19.9
	3	41.0				
			Coleson Cove	1	Oil	335.0(2)
Grand Falls	1	15.3		2	Oil	310.0(3)
	2	15.3		3	Oil	335.0(2)
	3	15.3				
	4	15.3	Courtenay Bay	1	Oil	44.5
				2	Oil	12.3
Mactaquac	1	110.0		3	Oil	99.0
	2	110.0		4	Oil	99.0
	3	110.0				
	4	116.0	Dalhousie	1	Oil	102.0
	5	113.0		2	Coal/Oil	183.0(4)
	6	113.0				
			Grand Lake	5	Coal	4.8
Milltown	1	0.70		6	Coal	4.8
	2	0.70		7	Coal	14.8
	3	0.70		8	Coal	57.1
	4	0.25				
	5	0.25	Grand Manan	5	Diesel	0.60
	6	0.40		6	Diesel	0.45
	7	0.60		7	Diesel	0.61
				8	Diesel	0.77
Musquash		5.2		9	Diesel	0.86
Sisson	1	8.5	Lepreau	1	Uranium	635.0(5)
Tobique	1	10.0	Moncton	1	Gas	22.5
	2	10.0				
Total Hydro		**883.5**	**Total Thermal**			**2291.4**

See following page for footnotes

NOTES:

-1- Capacity values are NET values derived by subtracting station service requirements from the unit's gross capability.

-2- Coleson Cove units 1 and 3 are available to NBEPC at 198 MW each until October 31, 1985 due to participation sales. They are available at 335 MW thereafter.

-3- Coleson Cove unit 2 is available to NBEPC at 184 MW until October 31, 1985 due to participation sales. It is available at 310 MW thereafter.

-4- The capacity of Dalhousie unit 2 has been reduced by 20MW to reflect the ownership of this portion by Maritime Electric Company of Prince Edward Island.

-5- Lepreau is available to NBEPC at 405 MW until October 31, 1991 due to participation sales. It is available at 635 MW thereafter.

NB POWER
ENERGY SOURCES TO MEET IN-PROVINCE LOAD
(REPLACEMENT ENERGY ASSUMED TO BE AVAILABLE)

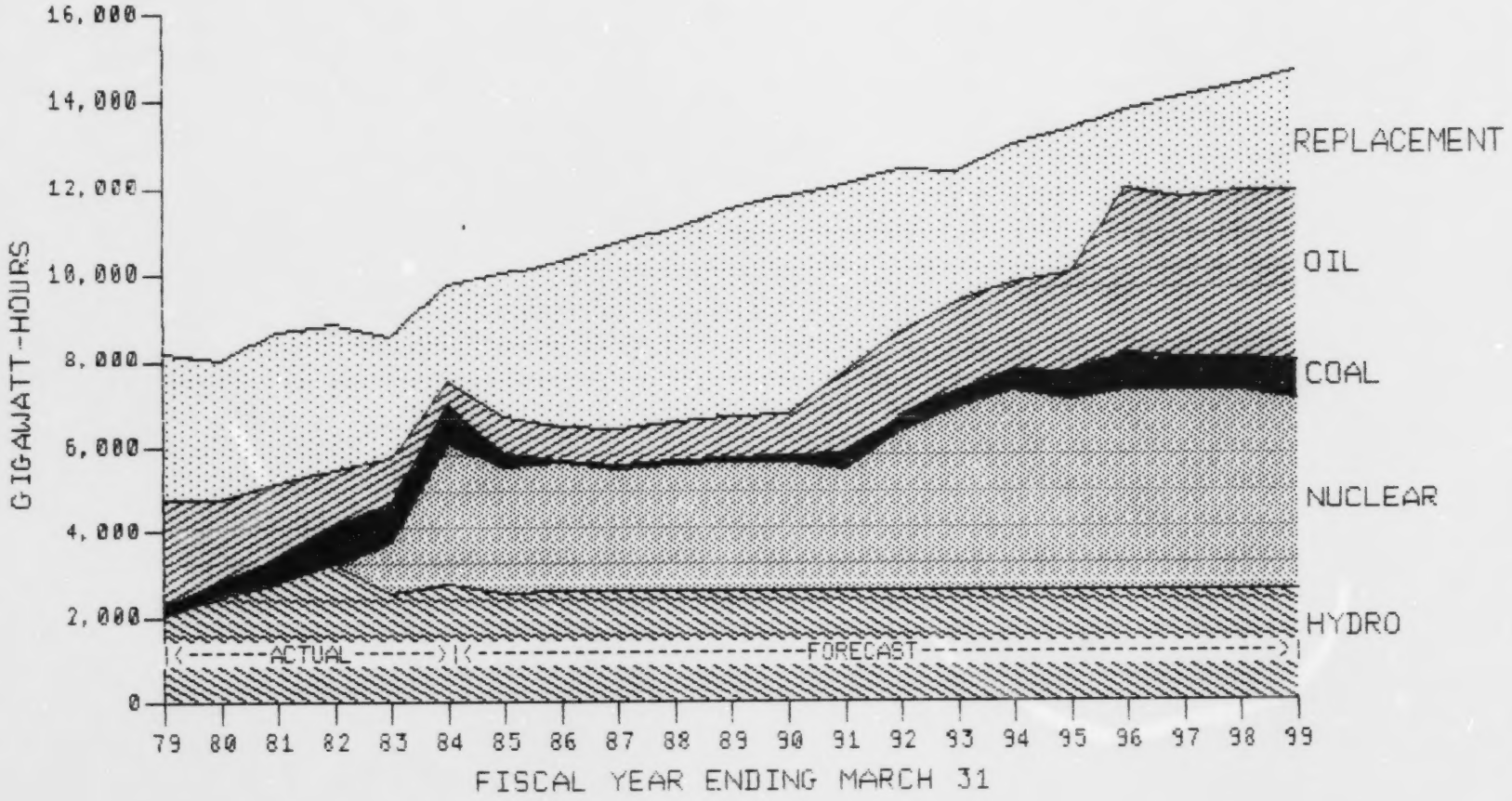


FIGURE II

V PLANNING CRITERIA

a) Reliability Criteria

In addition to supplying the annual energy requirement, the NB Power in-province generating capability, including any firm purchases must be able to meet the peak power demand. Economy surplus energy is assumed not to be available at the time of peak demand. Since provision must be made for the partial loss of generating capability (i.e. due to maintenance or breakdown) NB Power must maintain a minimum margin of reserve generating capability over and above the forecast peak.

NB Power employs the following two criteria in determining the required reserve margin:

i) A capacity related criterion which requires a reserve equal to the greater of the largest generating unit utililzed on the NBEPC system or 20% of the system load. Thermal and hydro generation are considered fully available at rated capacity in the determination of the reserve margin.

ii) An energy related criterion which requires that the Maritime system (NB, NS, PEI) jointly be able to withstand the sustained loss of the largest unit on the interconnected system under conditions of historically low availability of hydro energy.

If the size of the largest unit is less than or equal to 10% of the interconnected system load, then each individual utility must maintain a proportionate share (based upon individual system load) of the reserve requirement. If, however, the

size of the largest unit is greater than 10% of the interconnected system load, each utility maintains a reserve equal to the proportionate share of 10% of the interconnected load with the utility owning the largest unit responsible for the remainder. In order to calculate the reserve margin, thermal generation units are considered available at rated capacity while the hydro generation is reduced to the firm capacity which would be available for the hydro energy conditions considered. Under present conditions the 405 MW of Pt. Lepreau available to the NBEPC system is the largest unit on the interconnected Maritime system.

In addition to these two criteria NB Power has agreed, as a condition of membership in the Northeast Power Coordinating Council (NPCC), to adhere to the NPCC Generation Reliability Criterion. It is as follows:

"Each area's generation capacity will be planned in such a manner that, after due allowance for scheduled maintenance, forced and partial outages, interconnections with neighboring areas, and available operating procedures, the probability of disconnecting non-interruptible customers due to generation deficiency, on the average, will be no more than once in ten years".

Analysis has indicated that, without resorting to any special or emergency operating procedures, the NB Power reliability criteria result in a probability of load loss which conservatively meets NPCC criterion. This good performance results primarily because of NB Power's network of interconnections with Hydro-Quebec, Nova Scotia and New England.

b) **Environmental Criteria**

During the construction and operation of generation and transmission facilities, NB Power is required to adhere to the various regulations of both federal and provincial statutes.

Further, in the consideration of any major generation or transmission development, NB Power conforms to the New Brunswick Environmental Impact Assessment Policy. This policy requires the preparation of an environmental impact assessment for major projects carried out by any provincial agency, department or crown corporation. In addition, for any projects with federal participation, the environmental criteria of the Federal Environmental Assessment Review Organization (FEARO) are followed. The environmental concerns of the National Energy Board are also addressed for any project involving the export of power.

VI LOAD AND RESOURCES REVIEW

In order to determine the magnitude and timing of generation expansion additions, it is necessary to first evaluate the ability of NB Power's resources to meet the in-province load. This calculation is commonly referred to as a "Load and Resources Review".

The committed resources are comprised of the total monthly generation capabilities from existing generation, generation committed or under construction, and any firm purchases. Non-firm purchases of replacement energy are not considered. The monthly required load which must be met is made up of the total forecast system load plus a reserve margin.

A surplus or deficit in the capability to supply is determined based upon both the reserve for peak electrical capability (capacity) and the reserve for sustained electrical capability (energy).

a) Peak Electrical Capability Assessment

The required reserve for peak electrical capability is added to the peak forecast load to determine the total peak load that must be met. This total load is compared with the sum of the committed supplies available from hydro, nuclear and thermal units to determine the surplus or deficit in generating capability. In doing this calculation all generating units (hydro, nuclear and thermal) are considered to be adequately maintained and available at their full net rated capability during the peak load period as given in Table I.

b) Sustained Electrical Capability Assessment

Assessment of the sustained electrical capability of the NB Power system examines the ability of the committed supplies to meet, during every hour of each month, the forecast load plus the required sustained reserve. For this assessment nuclear and thermal units are assumed available at full rated capacity 100% of the time during the peak load month of the year. Purchases of economy energy are assumed to be unavailable at the time of peak demand.

Hydro units, however, are limited to the monthly energies and seasonal storage energy given. These are the energies resulting from historic low hydro energy conditions and are equivalent to 95% probable river flows including effective regulation of existing storages.

The results of both the peak and sustained electrical capability assessment are given in Table II.

TABLE II
SUMMARY
FORECAST ELECTRICAL DEMAND VS GENERATING CAPABILITY
PERIOD 1984/85 - 1998/99
(MEGAWATTS)

	PEAK ELECTRICAL CAPABILITY			SUSTAINED ELECTRICAL CAPABILITY		
Fiscal Year	Forecast Demand Plus Reserves[1]	Generating Capability	Surplus/ Deficit	Forecast Demand Plus Reserves[2]	Generating Capability[3]	Surplus/ Deficit
1984/85	2237	2545	308	2104	2116	12
1985/86	2299	2945[(4)]	646	2158	2521[(4)]	363
1986/87	2373	2945	572	2225	2532	307
1987/88	2459	2945	486	2303	2545	242
1988/89	2558	2945	387	2381	2557	176
1989/90	2639	2945	306	2443	2567	124
1990/91	2704	2945	241	2492	2575	83
1991/92	2949	3175[(5)]	226	2777	2813[(5)]	36
1992/93	3007	3175	168	2830	2821	- 9
1993/94	3063	3175	112	2881	2828	-53
1994/95	3119	3175	56	2932	2837	- 95
1995/96	3188	3175	-13	2996	2845	-151
1996/97	3243	3175	-68	3045	2852	-193
1997/98	3299	3175	-124	3095	2860	-235
1998/99	3355	3175	-180	3146	2867	-279

* See Page 21 for Notes 1 to 5

NOTES: RELEVANT TO TABLE II

1. Reserve for peak electrical capability is set at 20 percent of forecast demand or the capacity of the largest unit whichever is greater.

2. Reserve for "Sustained Electrical Capability" is the additional capability which is necessary to meet the forecast demand if the largest single source of generating capability relied on in the Maritime systems is out of service during periods of low river flows. The generating capability of hydro stations is adjusted to account for the limited energy available under the lowest expected hydro generating conditions.

3. Capability to meet Sustained Electrical Demand increases by an average of 8 MW annually as increasing system demand permits more effective utilization of the installed hydro generation during peak loading periods.

4. Capability to meet both peak and sustained electrical demand increases in November 1985 by 400 MW with the return of the Coleson Cove participation sale.

5. Capability to meet both peak and sustained electrical demand increases by 230 MW in November, 1991 with the return of the nuclear particiation sales.

VII OPTIONS FOR THE FUTURE

a) General

This section deals with alternatives available to meet the requirements of the NB Power system.

In order to ensure the availability of the most economic energy sources to meet the requirements, it is necessary to consider all forms of supply. This includes the high capacity factor types of sources to meet base load requirements as well as the low capacity factor types of sources to meet peak period loads. Analysis must be performed in order to arrive at the mix of these two types which best meets the varying daily, weekly monthly and seasonal power system demands.

Analysis of NB Power's load and resource situation indicates that no significant amount of new generation would be required solely to supply New Brunswick requirements until the mid 1990's.

The small amounts of generation required during the peak load months of each year from 1992/93 through 1995/96 can be satisfied in a number of ways, such as the purchase of short term capacity.

A summary of the options being considered is presented here.

b) Nuclear

Nuclear power has become an economical and environmentally acceptable means of supplying the high load factor (base load) requirements of a power system.

There are, however, both economic and technical limitations to the amount of nuclear generation which a relatively small system can utilize.

Early development of a second nuclear unit could be undertaken with the financial support of the Federal Government and unit participation, on a take or pay basis by other utilities for an extended period of time.

With this in mind, NB Power undertook jointly with Atomic Energy of Canada Limited to establish Maritime Nuclear. This organization has been charged with the investigation of the technical, financial, and marketing aspects of building a second 635 MW CANDU unit at the Point Lepreau site. This unit would be constructed primarily to satisfy export markets during the early years of operation resulting in economical power for New Brunswick in future years.

Purchase of output from Point Lepreau 2 would be an alternative considered by NB Power to supply the small amounts of generation deficits starting in 1992. It could also, through contractual arrangements, reduce the financial risk to NB Power associated with the outage of the existing Point Lepreau unit.

c) Coal-Fired Thermal Generation

The uncertainty in both the price and security of supply of oil has placed a renewed emphasis on coal utilization.

The known reserves of native NB coal indicate an ample supply of minable coal to fuel in the order of 200 MW of additional coal-fired thermal generation. However, the quality would appear to preclude its use unless new technology is developed which would allow increased utilization of this resource in a manner consistent with environmental guidelines.

d) Conversion of Oil-Fired Thermal Generation

Conversion of existing oil-fired generating units to burn fuels such as coal or natural gas is being examined as a means of displacing oil-fueled generation. Studies have been undertaken to fully examine the potential benefits to New Brunswick consumers of various conversion alternatives.

i) Coal Conversion

Conversion of units to burn coal involves major capital expenditures for boiler modifications or replacement and for the equipment necessary to handle and process the coal. It must also be recognized that units not originally designed with coal burning in mind will suffer a loss in total steam generating capacity and therefore electrical output principally due to the smaller furnace volumes involved in oil burning plants. This loss of generating capacity could be recovered, if required, by reverting to oil-fired operation.

Two phases of a proposed three phase feasibility study into the conversion of the Coleson Cove station to coal have been completed. This study is being performed in cooperation with the Federal

Government under the off-oil program. Results to date have demonstrated the overall technical feasibility of the conversion and have identified the potential for economic viability. Agreement has been reached with the Federal Department of Energy, Mines and Resources (EMR) covering the preliminary engineering portion of the third phase of the study. Work began April 1, 1984 and is expected to be completed by March 31, 1985. Figure III illustrates the overall system generation dispatch to meet in-province energy requirements if Coleson Cove is converted.

The original Dalhousie unit #1 boiler design included some basic provisions for possible future conversion to coal. This together with existing coal handling facilities installed to meet the requirements for unit #2 at Dalhousie improve the practicality of converting the #1 unit at Dalhousie. This will be the subject of further study. Consideration must also be given to environmental impacts of any such conversions and to the effect of more stringent emission controls.

ii) Coal-Water Mixture Demonstration

A project to determine the feasibility of using a coal-water mixture (70% coal, 29% water, 1% chemical additives) as a fuel oil replacement has been undertaken at the Chatham Generation Station. The study is being undertaken in cooperation with Energy, Mines and Resources Canada (EMR) and the Cape Breton Development Corporation (CBDC). The fuel mixture, known as Carbogel is manufactured by CBDC using a process developed by Swedish reseachers.

NB POWER
ENERGY SOURCES TO MEET IN-PROVINCE LOAD
(REPLACEMENT ENERGY ASSUMED TO BE AVAILABLE)
COLESON COVE CONVERTED TO COAL-FIRED OPERATION

FIGURE III

The combustion test program on both units at Chatham is expected to be complete in the fall of 1984. Although many technical uncertainties have been resolved there still appears to be a need for further small scale testing before the concept can be considered commercially viable for large utility units.

iii) Circulating Fluidized Bed Demonstration Project

In December, 1983, NB Power and the Federal Department of Energy, Mines and Resources, signed a two phase agreement aimed at developing a new coal combustion technology. This technology would allow increased utilization of New Brunswick's high sulfur coal in an environmentally acceptable manner.

The first phase involved a preliminary technical and economic assessment of the feasibility of incorporating a circulating fluidized bed combustor into the Chatham #2 plant. The primary purpose of the demonstration would be to evaluate the co-combustion of New Brunswick coal and oil shale. Sulfur and nitrogen oxide emissions could be reduced by up to 90% through such co-combustion.

The first phase of the study was completed in June, 1984 and a recommendation to proceed with the construction of the demonstration unit was submitted to the Federal Government. A decision to proceed to Phase II was announced August 28, 1984. Construction of the $33 million project, funded by the Federal Government, will take place over the next two years. Evaluation of the technology will require an additional two years.

Since these co-combustion fuels are obtainable in the province, employment in the coal industry will be maintained. Further, there is potential for the development of an oil shale industry to supply the oil shale used in the co-combustion process.

This demonstration project is a direct result of EMR's earlier acceptance of a proposal by NB Power to use the Chatham station to demonstrate emerging energy technologies appropriate to New Brunswick resources. The Chatham station is an ideal size for demonstration programs and can be made available for testing purposes without risk to the power system.

iv) Natural Gas Conversion

Any decision by the Federal Government to have natural gas available to the Maritimes makes the possibility of using natural gas as a replacement fuel for imported oil an interesting possibility. While the burning of natural gas as a fuel for thermal plants is not favored by either the producing provinces or the Federal Government as a long term commitment, there is a clear acceptance of the role it can fulfill in the development of a viable market in the short term. The Coleson Cove plant has design provisions consistent with natural gas fueling. Other plants such as Courtenay Bay could be converted with additional engineering design modifications. Such a conversion would also provide a security advantage in that the fuel is a Canadian resource.

This alternative will be further developed as the supply situation clarifies as to date of availability in the province, and probable cost and supply structures.

e) Hydraulic Generation

i) Tidal Power Generation

Development of tidal generation in the upper reaches of the Bay of Fundy has been the subject of considerable study.

A major study under the direction of the Atlantic Tidal Power Programming Board concluded in 1969 that development of tidal power was technically, but not economically, feasible under the then prevailing circumstances.

A major review of tidal power development in the Bay of Fundy was completed in 1976 by the Governments of Canada, Nova Scotia, and New Brunswick. The study concentrated on 3 sites; a 3800 MW site at Cobequid Bay, Nova Scotia, between Economy Point and Cape Tenny, a 1085 MW site at the Mouth of Cumberland Basin, adjoining both New Brunswick and Nova Scotia and a 1550 MW site at the Mouth of Shepody Bay in New Brunswick. The Review Report identified the Cobiquid Bay (Minas Basin) and Cumberland Basin sites as being of equal economic viability with preference being given to the smaller Cumberland Basin site. Because of the tremendous financial burden of a tidal development, particularly during its early years of operation, such a project would require heavy involvement by the Federal Government.

The Fundy Tidal Power Review Board recommended additional studies on the preferred site at the Mouth of Cumberland Basin. This site would encompass both New Brunswick and Nova Scotia whereas the Minas Basin site would be entirely within the province of Nova Scotia.

In 1982 Nova Scotia and the Federal Government completed an update of costs and economic viability of tidal power in the Bay of Fundy with specific reference to the Minas Basin site which is located wholly in the Province of Nova Scotia. This "Update 1982" concludes that Tidal Power economic viability has improved since the 1976 study.

However, changing regional conditions such as the availability of more energy from Hydro Quebec after 1985 due to the installation of a second interconnection between NB Power and Hydro Quebec may alter the conclusions of this update somewhat.

Nova Scotia, with the assistance of a Federal Government grant, has recently completed construction of a 20 MW tidal power demonstration plant at Annapolis. This unit is now operating on the Nova Scotia system.

ii) Other Hydraulic Generation

The overall long term potential for development of hydraulic generation within the province on the Saint John River system in New Brunswick has been analyzed in a study carried out for NB Power in 1975.

Since that time a number of more detailed investigations have been undertaken in order to determine what projects might be undertaken to assist in meeting forecast requirements and to further reduce dependency on imported oil. These are as follows:

1. Necessary activities required in order to raise the water level of the Mactaquac headpond by 3 feet have been completed. The actual raising of the water level in the headpond began in June, 1984. The project will increase the energy production of the Mactaquac generating station to additionally displace, on average, approximately 100,000 barrels of oil per year.

2. Another project which has been given intense consideration in recent years is the potential Green River pumped storage project. The development would be located about two miles upstream of the present City of Edmundston owned Second Falls hydro development on the Green River. It would create a 17 mile long lake and would have an annual energy generating capability of some 130,000 MWh from two 80 MW generating units.

The development, as proposed, would operate as a seasonal storage. Water stored during the spring freshet would be released during the low flow, high system electrical demand periods of December through March. The development would also operate year round as a daily cycle pump storage facility whereby the units would generate power about two or more peak load hours of the day. The water released during this generation is pumped back from the lower (Second Falls) reservoir during the night. Low cost nuclear energy could be used for such pumping requirements.

Green River development continues to be looked at as a project for the future but the exact date will depend on relative economics as compared to other development opportunities and on the extent of load growth actually experienced.

3. A project of interest to NB Power because of the large amount of energy associated with it is Grand Falls redevelopment. Redevelopment with no change in the headpond operating level and an added plant with an installed capacity of up to 300 MW could be developed to produce an average annual energy output of 386,000 MWh. With a 20 foot increase in headpond level the same installed capacity could produce an average annual energy output of 655,000 MWh. A large percentage of the additional energy would be generated during high river flow periods.

Future consideration of this development would be enhanced by the opportunity to sell peaking generation to export market areas. Such peaking sales would help to offset negative cash flows which would, under current circumstances, exist in the early years of operation of such a development due to its heavy capital requirement.

4. Other hydraulic development potentials which remain of interest to NB Power are:

- Development of the Morrill site (between Beechwood and Grand Falls) with an installed capacity of approximately 140 megawatts.

- The possibility of pumped storage operation at the existing Tobique Plant which would be related largely to better utilizing overall system generating capability.

- Development of new reservoirs and increasing the size of existing ones to increase energy production during low river flow periods.

- Addition of small generating units at existing storage reservoirs.

- Development of hydro and/or pumped storage at other potential sites throughout the province.

These hydro development possibilities continue to be assessed both on their ability to supply the short duration, peak electrical demand requirements of the power system and on their ability to displace the oil fuel which would otherwise be required. This latter use would appear to offer the most benefit during the next ten years. The existance of the second Hydro Quebec interconnection will, however, impact the economic viability of a development such as Grand Falls redevelopment. It becomes a matter of balancing the economic and development effects against the opportunity to secure an energy source to further displace oil dependency.

f) Purchases

Purchases from interconnected utilities can provide a major source of energy not only to replace any expensive operating thermal energy but, under the right conditions, could also offer an opportunity to defer

construction of generation installations until larger, more economic projects can be undertaken. Such purchases depend on the availability of surplus generation from the selling utilities. In order to take advantage of any opportunities, on-going liaison is maintained with neighbouring utilities.

It is anticipated that there will continue to be an availability of surplus energy from Hydro-Quebec into the next decade. This energy has normally not been classified as firm and, as such, is not considered to meet sustained electrical demand. It does, however, continue to provide a replacement for expensive imported oil now used to fuel NB Power thermal stations. While such "economy" purchases do provide a saving, the purchase price is directly related to the cost of oil. This places a limit on the benefits that can be achieved. NB Power maintains a close working relationship with Hydro-Quebec and is in a position to take full advantage of the opportunities available.

Construction of a second interconnection with Hydro-Quebec is now underway. When completed, NB Power's interconnection capability with Hydro-Quebec will be double what it is now. This is one of the most important projects of the decade for New Brunswick and the Maritimes.

As part of this project, a temporary 138 kV radial interconnecton was put in service in April, 1983 allowing NB Power to import approximately 50 MW to serve part of the northwest area of the province.

The schedule for completion of the remainder of the interconnection project is as follows:

1. In November 1984 the full radial service at 315 kV will be in operation. This will allow NB Power to import the maximum amount of generation that can technically be utilized in the northwest of the province. This is presently expected to average 150 MW over the whole year. This will increase as the potential to do so arises.

2. In April 1985 the full interconnection will be completed with the construction of the 350 MW high voltage direct current terminal. The terminal will connect with the 345 kV transmission system in New Brunswick. When construction is completed, testing of the facility will commence. The interconnection is expected to be in full commercial operation by the fall of 1985. With the completion of this terminal, NB Power will be able to import an additional 500 MW from Hydro-Quebec.

In the past, surpluses available from New England and Nova Scotia have tended to be more expensive than Hydro Quebec energy since they came primarily from gas turbines and smaller less efficient thermal units. However, with the recent installation of additional coal-fired thermal generation in Nova Scotia, NB Power has purchased surplus coal-produced energy from Nova Scotia and utilized it not only for displacement of oil-fired generation on the NBEPC system but also for sale using their interconnections. The NBEPC interconnections continue to provide such opportunities for purchase and sales transactions to the benefit of all of the participating utilities and their customers.

g) Combustion Gas Turbine Generation

Gas turbines in general are characterized by low capital cost, high operating cost and short acquisition and installation times. These turbines are, therefore, primarily suitable for low capacity factor operation either as reliable sources for supplying short-term, or unpredicted, peak demands or for meeting an area peaking requirement where an economic deferral of transmission facilities can be achieved.

In the New Brunswick system, their possible application has been largely considered as an alternate to hydro peaking capability or for transmission deferrals. The latter was the case for the existing Moncton Gas Turbine. Since New Brunswick has a substantial hydro peaking capability, both developed and undeveloped, no additional specific applications have been found economic in meeting NB Power's requirements.

h) Alternate Energy Sources

NB Power continues to keep abreast of the latest technology in the use of alternate fuels for electrical generation. Activity in this area to date has largely been to ensure a current knowledge of alternative energy sources such as wood, solar collectors, passive heat collection, ground water sources, and wind generation, etc.

The circulating fluidized bed combustor boiler, to be built at the Chatham Plant, will be capable of burning a wide range of fuels. Initially, the material handling system will be designed for coal, oil shale and limestone. However, provision will be made to accommodate the future addition of equipment which could handle alternate fuels such as peat, waste wood, petroleum coke, etc.

i) Load Management

"Load Management" is a term that means different things to different people. In the context of this document it refers to efforts to manage customer load as seen from the utility side of the electric meter. Supplying energy in the night during the "off-peak" period can affect operational economies because of increased efficiency and utilization of the thermal generators to meet this portion of the load. Shifting a portion of the peak load to a convenient time where it can be more easily supplied may lower both the peak and sustained electrical demand. Depending upon the nature of the load being supplied, and the generating system supplying it, such load shifting practices can have a beneficial impact on generating costs and requirements for furture generation.

NB Power has, for many years, offered interruptible energy to major industries in the province which have their own generation and have the capability of utilizing interruptible energy by reducing their own generation. This has had a beneficial affect on costs for both the utility and the industries.

NB Power has on occasion examined the feasibility of shifting load from the peak to the off-peak period for the benefit of both NB Power and any affected customers. This type of load management technique has beneficial affects primarily to systems with predominantly thermal generation. NB Power, however, with its surplus of peaking hydro capability effectively levelizes the thermal generation requirement over a significant portion of the day. Shifting load from the peak period would result in some re-scheduling of the hydro to cover the altered peak. However, the resulting load supplied by the thermal generation and the sustained electrical capability needs would remain relatively unchanged.

NB Power continues to review means of more accurately predicting the "nature" of loads and hence of better predicting future requirements both with and without load management.

j) Energy Conservation

Energy conservation continues to be a major concern of NB Power both in terms of its own operations and in its efforts to assist consumers in practical conservation effects. A low interest loan program promoting the installation of improved insulation in homes is administered by NB Power for the Provincial Government. As well, NB Power is participating in the administration of the Canada Home Insulation Program and is also involved in research related to the development of more energy efficient buildings. Earlier examples of this program are the Rothesay, Bathurst and Shediac District Offices as well as an energy efficient demonstration home in Nasonworth outside Fredericton.

NB Power also maintains through its field offices, with specialized back-up at its Head Office, an ability to advise consumers directly on the availability of the various support programs, to answer questions on specific concerns, and to provide direct homeowner advice on conservation concerns.

k) Waste Heat Utilization

1. Aquaculture at NB Power Plants

-i- Grand Lake

Eight years ago, NB Power and NB Natural Resources began an aquaculture program at the Grand Lake Generating Station. The program was initiated on a small scale to test the benefits of raising salmon and trout in warm water from a power plant during the winter. The results of this program demonstrated that fish grew more than twice as fast as, and at one-half the cost of, fish raised at a traditional hatchery.

The program has developed from a small scale demonstration application to one of the largest salmon and trout production facilities in the country. Annual production capacity is as follows:

	Current	Future
Brook Trout	130,000	150,000
Lake Trout	100,000	100,000
Land-Locked Salmon	10,000	60,000
Sea Run Salmon	10,000	60,000

Another distinguishing feature of this program is relatively modest development cost of approximately $750,000 compared to approximately $15 million for a traditional hatchery with equal production capability.

-ii- Mactaquac

When the Mactaquac hydro project was proposed in 1960, it was recognized that it would affect migratory salmon on the Saint John River. As a result, a major salmon culture station was constructed below the dam to protect the resource. This facility produces 250,000 salmon smolts annually.

More recenty, the Commission and the Federal Department of Fisheries and Oceans have entered into a joint venture to raise juvenile salmon at Mactaquac dam. This project which uses warm water available from the turbine bearing and stator cooling systems to accelerate the growth of young salmon, is the only production aquaculture facility in the world using warm water from a hydro electric station.

The salmon fry from this facility will be used to stock two large cold water hatcheries. This will shift both hatcheries from 2 year smolt facilities to 1 year smolt facilities due to the accelerated growth achieved in the warm water hatchery. Thus, the current combined annual production of 300,000 smolts is effectively doubled to 600,000. Since production of a salmon smolt in one year instead of two results in a saving of approximately $1.50 per smolt, this represents an estimated saving of $900,000 in annual operating costs.

million when construction is complete. Considering that it will double the production of two existing hatcheries which have a combined new cost of $20 million, the new facility will play a financially attractive major role in the salmon enhancement program on the Saint John River. As stated previously, this project is a joint venture between NB Power and the Federal Department of Fisheries and Oceans.

2. Surface Heated Greenhouse

The high cost of fuel oil for heating has strained the New Brunswick greenhouse industry, resulting in significant production cutbacks and declining profitability. The utilization of waste heat from a thermal power plant offers an opportunity to reduce greenhouse operating costs, by replacing a portion of the fuel oil with heat from the effluent.

Surface heating of greenhouses involves warming the outside of the structure by cascading warm water over the outside surface. At the Grand Lake Generating Station, two-one quarter acre greenhouses were constructed. Warm condenser water from the plant is poured over the outside of one of the greenhouses to supplement the conventional heating system, while the second identical greenhouse is conventionally heated only and used as a control against which to measure the effectiveness of this innovative technique.

During the demonstration period, it was found that the heating costs of the surface heated greenhouse were approximately 33% less than those of the conventionally heated greenhouse.

Such factors as crop productivity and quality and environmental conditions, were also compared, and found to be essentially identical. Thus, it has been concluded that use of waste heat in this way is technically feasible and can provide cost advantages directly proportional to the cost of the heating fuel displaced.

The demonstration was jointly supported by the Canadian Electrical Association, the New Brunswick Energy Secretariat, N.B. Coal and NB Power. A report on the project is now in preparation.

VIII CONCLUSIONS

Comparison of generating capability to forecast demand plus reserve requirement (Table II) indicates that NB Power will require additional generating capability for the purposes of meeting in-province demand by the early 1990's although quantities will not be large during the early years. New generation may, however, be recommended for installation for the purpose of displacement of oil-fueled generation, with the support of export participation sales where appropriate, and where such developments can be shown to be in the long term interest of New Brunswick customers.

In general, while alternative forms of energy production are still not seen as playing a large role in fulfilling New Brunswick's future energy requirements, it continues to be vital that maximum utilization be made of the opportunities that do exist. In addition, technological advances and changing relative economics may well alter their viability at some future date and their role could increase.

With respect to conservation, it is important that energy, electrical or other, is used wisely and efficiently and NB Power will work effectively toward that end.

ÉNERGIE NB

RAPPORT ANNUEL

PLANIFICATION DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION

1984/85 - 1998/99

DIVISION PLANIFICATION DU RÉSEAU

SEPTEMBRE 1984

RAPPORT ANNUEL
PLANIFICATION DES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION
DE 1984-85
POUR
LA PÉRIODE DE 15 ANS ENTRE 1984 ET 1998

TABLE DE MATIERES

SECTION		PAGE
I	RÉSUMÉ	1
II	INTRODUCTION	4
III	PRÉVISION DES CHARGES	7
IV	CAPACITÉ DE PRODUCTION DU RÉSEAU	9
V	CRITÈRES DE PLANIFICATION	15
	a) Critère de fiabilité	15
	b) Critères environnementaux	17
VI	EXAMEN DE LA CHARGE ET DES RESSOURCES	18
	a) Évaluation de la capacité de production de puissance de pointe	18
	b) Évaluation de la capacité de production de puissance constante	19
VII	OPTIONS POUR L'AVENIR	22
	a) Généralités	22
	b) Production nucléaire	23
	c) Production thermique au charbon	23
	d) Conversion des centrales thermiques alimentées au mazout	24
	i) Conversion au charbon	24
	ii) Démonstration de la suspension eau-charbon	25
	iii) Démonstration de la combustion sur lit fluidisé circulant	27
	iv) Conversion au gaz naturel	28
	e) Production hydrauliques	29
	i) Production marémotrice	29
	ii) Autres possibilités de production hydraulique	31
	f) Achats	34
	g) Production à partir des turbines à gaz	37

TABLE DE MATIERE (suite)

SECTION		PAGE
h)	Sources d'énergie de remplacement	37
i)	Gestion de la charge	38
j)	Économies d'énergie	39
k)	Utilisation de la chaleur résiduelle	40
	1) Aquiculture aux centrales d'Énergie NB	40
	i) Grand Lake	40
	ii) Mactaquac	41
	2) Serre de ruissellement	42
VIII CONCLUSION		44

FIGURES ET TABLEAUX

PAGE

TABLEAUX

TABLEAU I - Capacité des centrales 12

TABLEAU II - Aperçu - Comparaison de la demande prévue et de la capacité de production 20

FIGURES

FIGURE I - Énergie NB - Demande de pointe annuelle à l'intérieur de la province 8

FIGURE II - Source d'énergie utilisées pour l'alimentation de la charge provinciale - Énergie de remplacement supposée disponible 14

FIGURE III - Sources d'énergie utilisées pour l'alimentation de la charge provinciale - Centrale de Coleson Cove convertie au charbon 26

I RÉSUMÉ

Chaque année, Énergie NB revoit et met à jour ses plans d'expansion à long terme des équipements de transport et de production. Le présent document traite en particulier de la planification des équipements de production et des questions qui s'y rapportent.

Le but de ce rapport est de donner un aperçu clair du processus global de planification des équipements de production.

La prévision annuelle des charges du réseau électrique fait l'objet d'un rapport séparé. Le rapport sur la planification des équipements de production utilise les données résultant de la prévision des charges pour déterminer quelles nouvelles installations de production Énergie NB devra ajouter à son parc d'équipements.

Ce rapport passe en revue les projets de centrales que l'entreprise peut aménager afin d'assurer les ressources nécessaires pour satisfaire la charge électrique prévue pour la période 1984-1999. C'est sur la base de ces possibilités d'aménagement que l'entreprise peut mettre au point des plans à la fois techniquement réalisables et acceptables du point de vue de la rentabilité et du financement. Ces plans doivent aussi tenir compte des restrictions relatives à la planification en plus de celles qui ont trait à l'environnement.

Ces derniers temps, la qualité de l'environnement est devenue une préoccupation majeure pour tout projet de centrale. C'est pourquoi il est nécessaire d'étendre la portée des études de

faisabilité de façon à inclure des études de l'environnement et des évaluations d'impact détaillées et ceci pour se conformer aux exigences réglementaires fédérales et provinciales. Le processus d'approbation d'un projet est maintenant plus compliqué et exige plus de temps que par le passé. Du fait de ces exigences supplémentaires, il faut prévoir un délai de réalisation plus long entre la planification et l'exploitation commerciale de toute nouvelle installation de production. Les exigences relatives à la planification, la construction et l'exploitation commerciale d'une nouvelle centrale nucléaire constituent une bonne illustration de ce long délai.

Les paragraphes suivants énumèrent certains éléments importants dont on a tenu compte dans le calcul des besoins en équipements de production d'Énergie NB jusqu'à l'année 1998-1999.

1. L'entreprise prévoit que les besoins en énergie électrique de ses abonnés augmenteront chaque année à un taux de croissance moyen composé de 3,0 pour cent au cours de la période se terminant le 31 mars 1999. On prévoit que la croissance de la demande de pointe horaire nette se fera à un taux annuel composé de 3,2 pour cent.

2. Compte tenu de la capacité de production qu'il faut maintenir en réserve pour remplacer la production des centrales mises à l'arrêt à des fins d'entretien et pour assurer un volume suffisant d'énergie disponible au cas où une unité de production importante cesserait d'alimenter le réseau pour quelque raison que ce soit, la capacité de production installée actuelle d'Énergie NB suffira à satisfaire les besoins techniques jusqu'à l'année 1992-1993.

3. Des études ont prouvé que la conversion au charbon, dès qu'il est possible, de la centrale de Coleson Cove, actuellement alimentée au mazout, serait une opération rentable pourvu qu'on puisse se procurer à un prix rentable un charbon de qualité qui n'exigerait pas l'installation d'appareils additionnels pour l'élimination du soufre.

4. Dans les conditions actuelles, les sources d'énergie de remplacement encore en voie de perfectionnement, comme l'énergie solaire, éolienne et marémotrice et l'énergie fournie par la biomasse, ne peuvent pas produire l'énergie à un coût concurrentiel par rapport aux centrales nucléaires, hydro-électriques et celles alimentées au charbon.

5. Des essais de combustion d'une suspension eau-charbon à la centrale de Chatham d'Énergie NB ont prouvé que ce combustible avait une application pratique. Les recherches se poursuivent en ce sens.

6. L'étude de l'application à la centrale de Chatham d'Énergie NB de la technologie du lit fluidisé à la combustion d'un mélange de charbon et de shistes bitumineux du Nouveau-Brunswick se poursuit et est au stade de la construction d'une unité de démonstration. Le but des essais est de déterminer s'il est possible d'utiliser ce combustible à l'avenir pour produire de l'électricité.

7. Maritime Nucléaire étudie en ce moment les possibilités relatives à l'implantation d'un second groupe nucléaire à la centrale de Point Lepreau dans le but d'évaluer la rentabilité de cette centrale dont la production serait destinée en grande partie et à long terme aux marchés du nord-est des États-Unis. Étant donné que les besoins en électricité connaîtront une hausse à partir de l'année 1992-1993, Énergie NB pourrait avoir intérêt à acheter une partie de la production de ce second groupe nucléaire.

II INTRODUCTION

La responsabilité d'Énergie NB est de satisfaire les besoins en électricité de ses abonnés à un coût à long terme le plus bas possible tout en assurant la sécurité et la fiabilité, tout en respectant les exigences socio-environnementales. Dans cette optique, la planification du réseau se fait de façon continue et les plans doivent être révisés en détail chaque année.

Le processus de planification des équipements de production comporte les démarches suivantes:

i) La préparation de la prévision des charges et des besoins énergétiques.

ii) Une analyse de la capacité de production du parc d'équipements actuel et des projets en voie de réalisation.

iii) La comparaison de (i) et (ii) (généralement intitulée Examen des charges et des ressources) pour déterminer en fonction de critères établis la capacité et la date de mise en service des nouvelles centrales.

iv) Une enquête préliminaire et une première évaluation de toutes les sources de production possibles, y compris les achats.

v) Une analyse détaillée des possibilités les plus avantageuses.

vi) La(les) conclusion(s) précise(s) recommandant l'(les) option(s) la(les) plus appropriée(s).

La planification du réseau doit couvrir une période de 10 à 15 ans à cause du laps de temps important entre le lancement d'un projet et sa réalisation. Les longs délais de réalisation sont causés par exemple par les exigences réglementaires, les audiences publiques, l'achat de terrains, le financement, la conception, la construction et les essais précédant la mise en service. En plus d'établir un plan couvrant une période de 10 à 15 ans, on examine généralement la conjoncture à long terme, c'est-à-dire pour les 20 ou 30 années à venir. Les prévisions à longue échéance étant naturellement entachées d'incertitude, les résultats de cette enquête sont souvent d'ordre général mais ils donnent néanmoins des indications sur la viabilité à long terme des projets envisagés pour satisfaire les besoins de la période visée.

La planification ne se limite pas à l'équipement de production nécessaire pour satisfaire les besoins de la province. Énergie NB s'est créé la possibilité d'aménager des installations avant que le besoin ne s'en fasse sentir en arrangeant de vendre à long terme la production à d'autres entreprises. Grâce à cette stratégie de construction anticipé en prévision de ventes à l'exportation, l'entreprise devient capable de construire des centrales d'une capacité et d'un rendement supérieurs. Des projets de ce genre permettent à Énergie NB de bénéficier des économies d'échelle associées à l'amortisation, à partir de la date de la construction, du coût d'immobilisation de la centrale, diminuant de ce fait le prix de l'électricité consommée par les abonnées de la province. Les marchés externes comprennent les provinces de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard ainsi que les marchés américains du Maine et de la Nouvelle-Angleterre.

De plus, par le biais des interconnexions entre son réseau et ceux des autres entreprises, Énergie NB peut acheter l'énergie excédentaire à partir de ces réseaux pour remplacer l'énergie thermique d'un prix plus élevé produite par les centrales au

charbon ou au mazout de son propre parc d'équipements. Bien que le prix de cette énergie excédentaire dépende du coût de production de l'énergie remplacée, la transaction se solde par une économie de coût d'environ 20 pour cent pour Énergie NB. L'entreprise est aussi en mesure d'acheter l'énergie excédentaire pour la revendre à profit aux marchés externes déjà mentionnés. Le résultat de ces transactions est aussi de diminuer le coût de l'électricité fournie à ses abonnés.

III PRÉVISION DES CHARGES

L'élaboration de la prévision des charges constitue un élément essentiel de la préparation du plan d'équipements de production. La prévision doit couvrir un nombre d'années déterminé en fonction du temps qu'il faut consacrer à la planification et à la construction de nouvelles installations de production et doit aussi tenir compte du taux de croissance de l'industrie et de la population, des futures politiques économiques et énergétiques, des tendances sociales et des coûts des sources d'énergie de remplacement.

La prévision des charges de 1984 fait l'objet du rapport Prévision des charges, 1984-1999 daté de septembre 1984. D'après ce rapport, on prévoit que les besoins en électricité des abonnés desservis par Énergie NB augmenteront à un taux annuel moyen de 3,0 pour cent pendant la période de 15 ans se terminant le 31 mars 1999. On calcule aussi que la demande de pointe horaire nette du réseau s'accroîtra chaque année à un taux annuel composé de 3,2 pour cent.

Le graphique de la figure I illustre la comparaison entre les demandes de pointe données dans les prévisions des charges de 1983 et de 1984. Les charges de pointe réelles affichées au cours des cinq années précédentes ont été inscrites sur le graphique à titre de comparaison.

ENERGIE NB
DEMANDE DE POINTE ANNUELLE A L'INTERIEUR DE LA PROVINCE
(EN MEGAWATTS)

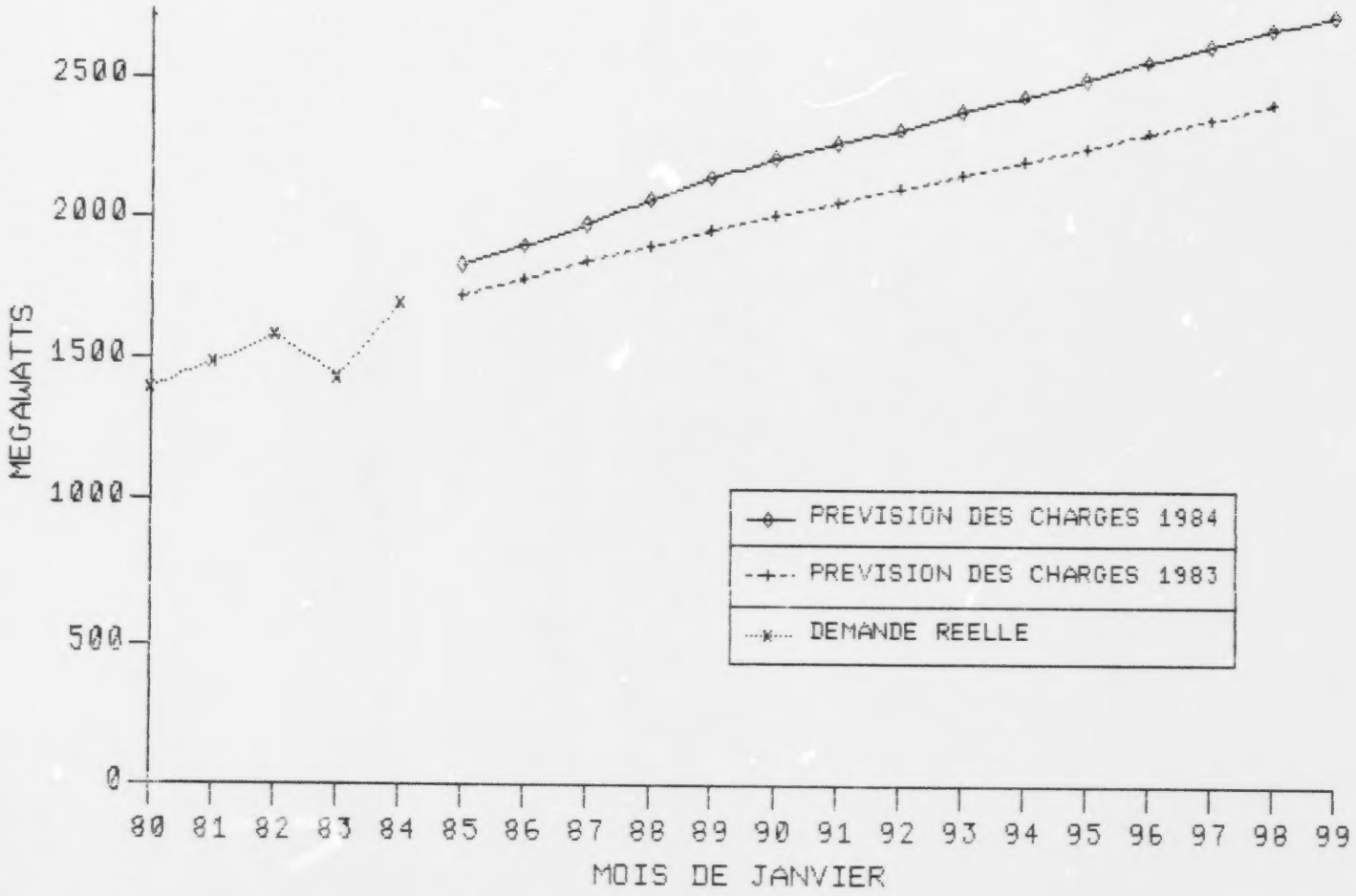


FIGURE I

IV CAPACITÉ DE PRODUCTION DU RÉSEAU

Le réseau d'Énergie NB se compose d'un ensemble de centrales de type hydraulique, nucléaire, thermique (au charbon et au mazout) et turbines à gaz.

Le bilan de la répartition habituelle de la consommation d'énergie au Nouveau-Brunswick dépend dans une certaine mesure de la géographie de la province et des zones de croissance traditionnelles. Il est, par conséquent, impossible d'avoir une répartition uniforme des équipements de production. La plupart des centrales se situent dans les régions nord-est et sud-ouest de la province avec les centrales hydro-électriques s'échelonnant le long du Saint-Jean.

Le tableau I (page 12) donne un résume de la capacité de production des centrales installées et en voie de réalisation.

L'addition en 1983 du groupe de production nucléaire de 635 MW de Point Lepreau au réseau a été une source d'économies considérables pour Énergie NB. Pour tirer le plus grand profit possible de l'exploitation d'un groupe de cette taille, 230 MW de sa production ont été vendus à des entreprises de la Nouvelle-Angleterre, les transactions devant s'effectuer au cours des premières années de l'exploitation de cette centrale. Cette portion de la production fera retour au Nouveau-Brunswick en 1991 au moment où elle sera la plus utile à la province. En vertu des ententes de vente, les entreprises acheteuses assument la responsabilité d'une portion de tous les coûts proportionellement à leurs achats, que la centrale produise ou non. De ce fait, Énergie NB élimine cette partie des risques financiers associés à l'exploitation de ce groupe. En outre, chacune des entreprises acheteuses a la responsabilité d'assurer la réserve associée à la portion de la production achetée.

Dans le but de remplacer sa production plus coûteuse, Énergie NB achète aussi de l'énergie des entreprises voisines par le biais des interconnexions. Elle a aussi la possibilité d'acheter de la puissance quand il faut satisfaire des besoins imprévus d'électricité regulière ou quand cette puissance est disponible à un prix avantageux. Même si dans le passé Hydro-Québec n'a pas vendu de puissance régulière, on sait que cette entreprise aura de l'énergie excédentaire à vendre pendant la décennie 1980 et même dans le courant des années 1990. On peut donc raisonnablement s'attendre à ce que cette énergie soit disponible à titre de remplacement.

Aux termes de l'entente existante entre Énergie NB et Hydro-Québec, la formule actuelle de fixation de prix de l'énergie permet à Énergie NB d'économiser 20 pour cent du coût du combustible qui aurait été utilisé dans le réseau provincial.

C'est pourquoi Énergie NB et Hydro-Québec ont entrepris de construire une deuxième interconnexion importante entre leurs réseaux respectifs. Cette attache, située dans la région d'Edmundston, atteindra en 1985 une capacité de transfert de 500 MW. La capacité de transfert combinée de l'installation d'Edmundston et de celle qui est déjà en place à Eel River sera alors de plus de 1000 MW.

En ce qui concerne l'électricité peu coûteuse en provenance d'Hydro-Québec, elle est d'abord utilisée pour remplacer la plus grande quantité possible d'énergie d'un coût de production plus élevé du Nouveau-Brusnwick, et le reste est mis à la disposition des entreprises des provinces maritimes et des États-Unis par le biais des interconnexions. Quant à la fixation des prix, l'entente prévoit qu'Énergie NB reçoit environ 15 pour cent du coût du combustible remplacé par l'entreprise acheteuse; celle-ci économise 20 pour cent de ce coût et Hydro-Québec a droit aux 65 pour cent qui restent.

Énergie NB n'est pas la seule à bénéficier de ces transactions; le gouvernement fédéral réalise des économies considérables sous la forme de paiements réduits d'indemnisation relatifs au pétrole. Ces opérations contribuent doublement au redressement de la balance des comptes du pays, d'abord par le remplacement du pétrole dans les provinces et ensuite par le gain de devises étrangères par le biais des ventes d'énergie aux États-Unis. L'exploitation de l'interconnexion entre Eel River et Hydro-Québec permet de remplacer régulièrement plus de 4 000 000 barils de combustible par an. L'interconnexion d'Edmundston aura un effet du même ordre.

Les achats d'électricité à partir du réseau d'Hydro-Québec ont un autre effet favorable, celui de diminuer notablement le volume des rejets en provenance des centrales aux combustibles fossiles dans les provinces maritimes en général et au Nouveau-Brunswick en particulier.

En outre, depuis l'addition récente d'équipement de production au charbon au réseau de la Nouvelle-Écosse, Énergie NB est en mesure d'acheter l'énergie excédentaire produite à partir du charbon et de l'utiliser soit pour remplacer la production des centrales provinciales au mazout, soit pour la revendre aux autres entreprises interconnectées.

La Figure II (page 14) montre comment l'énergie produite par les centrales en fonctionnement et en voie de réalisation est utilisée dans l'ensemble du réseau pour alimenter les besoins en électricité de la province du Nouveau-Brunswick, compte tenu de l'hypothèse que l'énergie excédentaire d'Hydro-Québec sera disponible.

TABLEAU I

CAPACITÉ DES CENTRALES

Hydrauliques			Thermiques			
Centrale	Groupe	Capacité	Centrale	Groupe	Combustible	Capacité
Beechwood	1	36,0	Chatham	1	Charbon/Mazout	9,4
	2	36,0		2	Charbon/Mazout	19,9
	3	41,0				
			Coleson Cove	1	Mazout	335,0(2)
Grand Falls	1	15,3		2	Mazout	310,0(3)
	2	15,3		3	Mazout	335,0(2)
	3	15,3				
	4	15,3	Courtenay Bay	1	Mazout	44,5
				2	Mazout	12,3
Mactaquac	1	110,0		3	Mazout	99,0
	2	110,0		4	Mazout	99,0
	3	110,0				
	4	116,0	Dalhousie	1	Mazout	102,0
	5	113,0		2	Charbon/Mazout	183,0(4)
	6	113,0				
			Grand Lake	5	Charbon	4,8
Milltown	1	0,70		6	Charbon	4,8
	2	0,70		7	Charbon	14,8
	3	0,70		8	Charbon	57,1
	4	0,25				
	5	0,25	Grand Manan	5	Diesel	0,60
	6	0,40		6	Diesel	0,45
	7	0,60		7	Diesel	0,61
				8	Diesel	0,77
Musquash		5,2		9	Diesel	0,86
Sisson	1	8,5	Lepreau	1	Uranium	635,0(5)
Tobique	1	10,0	Moncton	1	Gaz	22,5
	2	10,0				
Total Hydro		883,5	Total Thermique			2291,4

Voir les notes à la page suivante

NOTES:

-1- Les valeurs de capacité sont des valeurs nettes constituant la différence entre la capacité brute du groupe de production et les besoins internes.

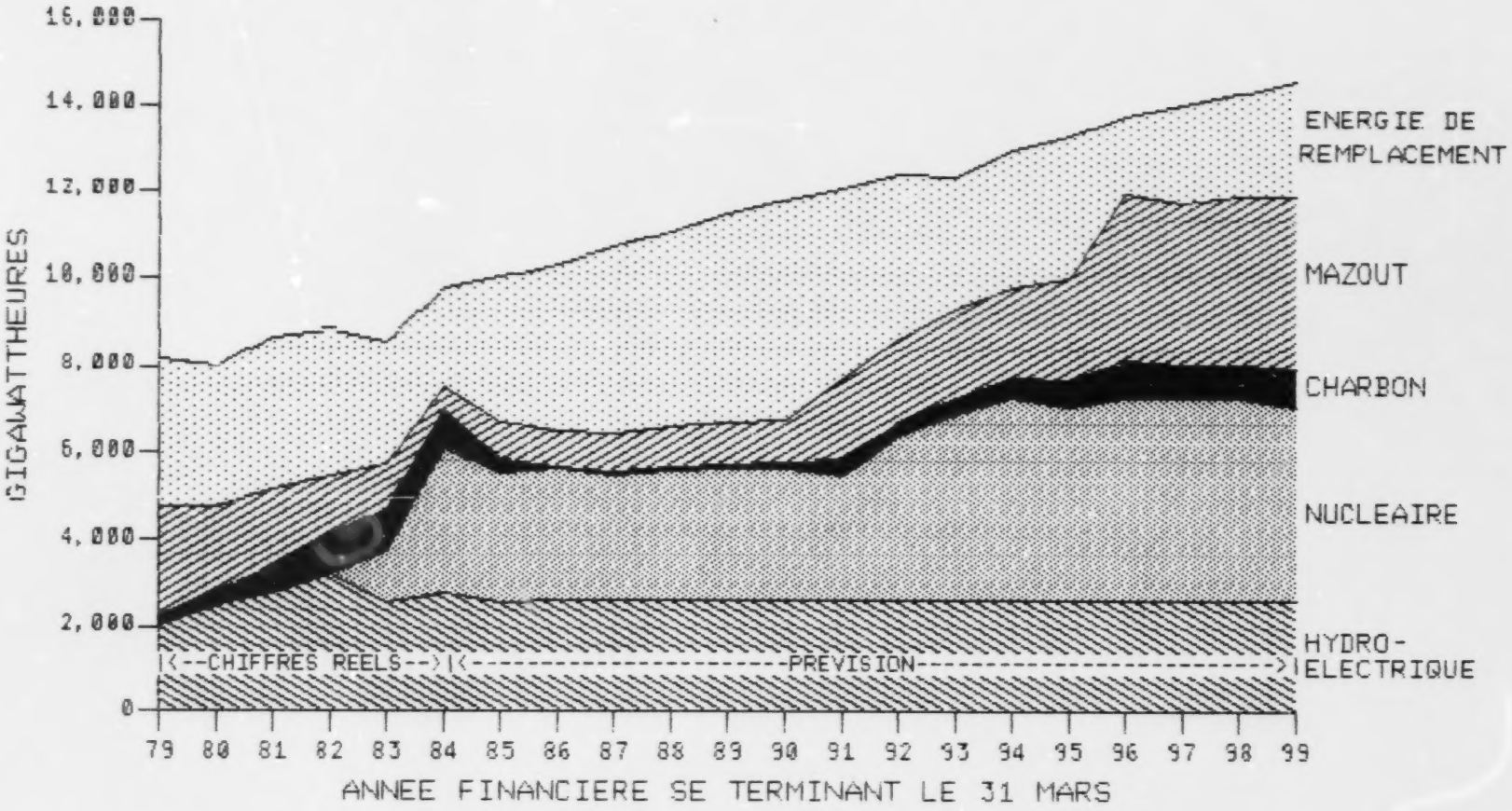
-2- En raison des ventes de participation, la capacité des groupes 1 et 3 de la centrale de Coleson Cove à la disposition d'Énergie NB est de 198 MW chaque jusqu'au 31 octobre 1985. A partir de cette date la capacité disponible sera de 335 MW.

-3- En raison des ventes de participation, la capacité du groupe 2 de la centrale de Coleson Cove à la disposition d'Énergie NB est de 184 MW jusqu'au 31 octobre 1985. A partir de cette date la capacité disponible sera de 310 MW.

-4- La capacité du groupe 2 de la centrale de Dalhousie a été réduite de 20 MW pour tenir compte du droit de propriété de Maritime Electric Company de l'Île-du-Prince-Édouard à une portion de la production de cette centrale.

-5- En raison des ventes de participation, la capacité de la centrale de Lepreau à la disposition d'Énergie NB est de 405 MW jusqu'au 31 octobre 1991. A partir de cette date la capacité disponible sera de 635 MW.

ENERGIE NB
SOURCES D'ENERGIE UTILISEES POUR L'ALIMENTATION DE LA CHARGE PROVINCIALE
(ENERGIE DE REMPLACEMENT SUPPOSEE DISPONSIBLE)



79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99

ANNEE FINANCIERE SE TERMINANT LE 31 MARS

FIGURE II

V CRITERES DE PLANIFICATION

a) Critère de fiabilité

En plus de l'alimentation de la charge annuelle, la capacité du réseau d'Énergie NB, y compris les achats d'énergie régulière, doit être capable de satisfaire la demande de pointe. On considère que l'énergie excédentaire d'économie n'est pas disponible en période de demande de pointe. L'entreprise doit aussi tenir en réserve une marge minimum de capacité en prévision de perte partielle de capacité de production à cause d'une panne ou de travaux d'entretien. Cette marge de sécurité est en supplément à la capacité requise pour satisfaire à la demande de pointe prévue.

Énergie NB utilise les deux critères suivants pour déterminer la marge de réserve requise:

i) Un critère relatif à la capacité qui exige une réserve égale à la capacité du plus gros goupe de production en service sur le réseau d'Énergie NB ou à 20 pour cent de la charge du réseau. Pour déterminer la marge de réserve, on considère les centrales thermiques et hydrauliques comme étant disponibles à leur pleine puissance nominale.

ii) Un critère relatif à l'énergie qui exige que les réseaux interconnectés des provinces maritimes (N.-B., N.-É., Î-P-É.) soient capables de faire face conjointement à la perte de la centrale la plus puissante sur ces réseaux dans des conditions de faible disponibilité d'énergie hydro-électrique.

> Si la capacité de la centrale la plus puissante est inférieure ou égale à 10 pour cent de la charge des réseaux interconnectés, chaque entreprise doit maintenir la réserve requise proportionnellement à sa propre charge. Si toutefois, la capacité de la centrale la plus puissante est supérieure à 10 pour cent de la charge des réseaux interconnectés, chaque entreprise doit tenir en réserve une portion des 10 pour cent proportionnelle à sa charge par rapport à la charge combinée des réseaux tandis que l'entreprise exploitant la centrale la plus puissante est responsable du reste de la réserve requise. Pour déterminer la marge de réserve, les centrales thermiques sont considerées comme disponibles à leur pleine puissance nominale tandis que la capacité des centrales hydrauliques est réduite à la puissance régulière qui serait disponible dans les conditions d'hydraulicité données. En raison des engagements actuels, Point Lepreau, avec les 405 MW restant sur le réseau d'Énergie NB, est la centrale la plus puissante des réseaux interconnectés des Maritimes.

Outre ces deux critères, la participation d'Énergie NB au Northeast Power Coordinating Council (NPCC) (Conseil de coordination de l'énergie du Nord-Est) exige que l'entreprise se conforme au critère de fiabilité de la production de cet organisme dont les termes sont les suivants:

> "La capacité de production de chaque région sera planifiée de telle façon que, compte tenu des périodes d'entretien prévues, des interruptions de service partielles ou involontaires, des interconnexions avec les régions voisines et des procédures d'exploitation disponibles, la probabilité de coupures d'électricité régulière faute de production suffisante pour les abonnés prioritaires ne se produise pas en moyenne plus d'une fois par dix années."

Il ressort des analyses que, sans avoir recours à des procédures d'exploitation d'urgence ou de caractère spécial, les critères de fiabilité d'Énergie NB donnent une probabilité de perte d'alimentation qui satisfait largement les critères du NPCC. Cette performance est rendue possible surtout grâce à l'exploitation du réseau d'interconnexion de l'entreprise avec Hydro-Québec et les entreprises de la Nouvelle-Écosse et de la Nouvelle-Angleterre.

b) Critères environnementaux

Pour la construction et l'exploitation des installations de production et de transport, Énergie NB doit se conformer aux divers règlements émis en vertu des lois fédérales et provinciales. De plus, tout projet d'aménagement d'installations de production ou de transport doit se conformer à la politique du gouvernement du Nouveau-Brunswick concernant l'évaluation d'impact environnemental. Cette politique exige la préparation d'une évaluation d'impact sur l'environnement pour tout projet de grande envergure exécuté par les organismes, ministères ou sociétés de la Couronne de la province. Si le gouvernement fédéral participe à la réalisation du projet, il faut de plus se conformer aux critères environnementaux du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales. En outre, tout projet impliquant l'exportation de l'énergie doit satisfaire les exigences environnementales de l'Office national de l'énergie.

VI EXAMEN DE LA CHARGE ET DES RESSOURCES

Pour déterminer la capacité des unités à ajouter au parc d'équipement et la date de leur mise en service, il est d'abord nécessaire d'évaluer dans quelle mesure les ressources d'Énergie NB sont capables d'alimenter la charge provinciale. Ce processus s'appelle d'ordinaire "Examen de la charge et des ressources".

Les ressources disponibles comprennent le total de la capacité de production mensuelle des installations en place, en voie de réalisation ou en construction et des achats d'énergie régulière. Les achats d'énergie de remplacement, qui ne se font pas sur une base régulière, ne sont pas pris en considération. La charge mensuelle qu'il faut alimenter consiste en la charge totale prévue du réseau majorée de la marge de réserve.

Le calcul de l'excédent ou du déficit de capacité d'alimentation se base à la fois sur la réserve relative à la capacité de puissance de pointe (puissance) et sur la réserve relative à la capacité de puissance constante (énergie).

a) Évaluation de la capacité de production de puissance de pointe

Pour déterminer la charge de pointe totale qu'il faut alimenter, on ajoute la réserve requise relative à la capacité de production de puissance de pointe à la charge de pointe prévue. Ensuite on compare la charge totale à la somme des disponibilités en provenance des groupes de production hydrauliques, thermiques ou nucléaire pour déterminer l'excédent ou le déficit de capacité de production. Pour ce calcul, toutes les centrales de type hydraulique, thermique et nucléaire sont considérées comme étant en bon état de fonctionnement et disponibles à leur pleine puissance nominale nette pendant la période de charge de pointe, tel qu'indiqué au tableau I.

b) Évaluation de la capacité de production de puissance constante

Pour évaluer la capacité de puissance constante du parc d'équipements d'Énergie NB, on examine si les disponibilités sont capables de satisfaire à chaque heure du mois la charge prévue majorée de la réserve requise relative à la puissance constante. Aux fins de cette évaluation on considère que les centrales thermiques et nucléaire sont disponibles à leur pleine puissance nominale à toute heure du mois où se produit la charge de pointe. Les achats d'énergie d'économie ne sont pas considérés comme disponibles pendant les périodes de demande de pointe.

La capacité des groupes hydrauliques est cependant limitée aux quantités d'énergie mensuelles et aux nivaux saisonniers d'énergie emmagasinée donnés ci-dessous. Il s'agit de niveaux calculés à partir des données historiques de faible hydraulicité, soit l'équivalent de 95 pour cent du débit probable du fleuve, y compris le produit d'une utilisation efficace et contrôlée des réserves emmagasinées.

Le tableau II donne les résultats de l'évaluation de la capacité de production de pointe et de la capacité de production constante.

TABLEAU II

APERÇU

COMPARAISON DE LA DEMANDE PRÉVUE ET DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION

PÉRIODE 1984/85-1998/99

(EN MÉGAWATTS)

	Capacité de production de puissance de pointe			Capacité de production de puissance constante		
Exercice financier	Demande prévue plus réserves[1]	Capacité de production	Excédent/ Déficit	Demande prévue plus réserves[2]	Capacité de production[3]	Excédent/ Déficit
1984/85	2237	2545	308	2104	2116	12
1985/86	2299	2945(4)	646	2158	2521(4)	363
1986/87	2373	2945	572	2225	2532	307
1987/88	2459	2945	486	2303	2545	242
1988/89	2558	2945	387	2381	2557	176
1989/90	2639	2945	306	2443	2567	124
1990/91	2704	2945	241	2492	2575	83
1991/92	2949	3175(5)	226	2777	2813(5)	36
1992/93	3007	3175	168	2830	2821	-9
1993/94	3063	3175	112	2881	2828	-53
1994/95	3119	3175	56	2932	2837	-95
1995/96	3188	3175	-13	2996	2845	-151
1996/97	3243	3175	-68	3045	2852	-193
1997/98	3399	3175	-124	3095	2860	-253
1998/99	3355	3175	-180	3146	2867	-279

* Voir les notes 1 à 5 à la page suivante

NOTES SUR LE TABLEAU II

1. La réserve relative à la capacité de production de puissance de pointe est la plus élevée des deux valeurs suivantes: 20 pour cent de la demande prévue ou la capacité du plus gros groupe de production.

2. La réserve relative à la capacité de production de puissance constante est la capacité supplémentaire qui sera nécessaire pour répondre à la demande prévue au cas de la perte de la capacité de production la plus élevée sur laquelle les réseaux maritimes comptent durant une période de faible débit d'eau. La capacité de production des centrales hydrauliques est modifiée pour tenir compte de la quantité limitée d'énergie qui sera disponible lors des pires conditions hydrauliques prévues.

3. La capacité du réseau de satisfaire la demande électrique constante augmente de 8 MW en moyenne annuellement parce que l'augmentation de la demande du réseau permet une utilisation plus efficace des équipements hydroélectriques durant les périodes de pointe.

4. La capacité de satisfaire les demandes constante et de pointe augmentera de 400 MW en novembre 1985 quand l'électricité en provenance de Coleson Cove qui fait à l'heure actuelle l'objet de ventes de participation fera retour à Énergie NB.

5. La capacité de satisfaire les demandes constante et de pointe augmentera de 265 MW en novembre 1991 quand l'électricité en provenance de la centrale nucléaire qui fait à l'heure actuelle l'objet de ventes de participation fera retour à Énergie NB.

VII OPTIONS POUR L'AVENIR

a) Généralités

Le présent chapitre traite des options disponibles pour satisfaire les besoins du réseau d'Énergie NB.

Pour assurer l'alimentation de la charge à partir des sources d'énergie les moins coûteuses, il est nécessaire d'examiner toutes les catégories d'équipement de production. Il faut donc inclure les installations à facteur de capacité élevé qui alimentent la charge de base ainsi que les installation à facteur de capacité faible qui alimentent la charge de pointe. Des analyses permettent de déterminer la meilleure façon de combiner ces deux types d'installation pour satisfaire les besoins du réseau qui varient selon les jours, les semaines, les mois et les saisons.

La comparaison de la charge et des ressources d'Énergie NB indique que pour satisfaire les seuls besoins de la province, l'entreprise n'aurait pas besoin d'augmenter notablement son parc d'équipements de production avant le milieu des années 90.

Il y a plusieurs façons de combler la légère insuffisance de production qui se manifestera pendant les mois de pointe entre 1992-1993 et 1995-1996, par exemple par l'achat de puissance à court terme.

Les options prises en considérations sont résumées dans les pages suivantes:

b) Production nucléaire

Du point de vue économique et environnemental, la production nucléaire est devenue une source d'énergie acceptable pour alimenter la charge associée à un facteur de capacité élevé (charge de base). D'autre part, en raison de contraintes techniques et économiques, le volume d'énergie nucléaire capable d'être utilisé par un réseau de relativement petite envergure reste limité.

Énergie NB entreprendrait d'aménager un deuxième groupe nucléaire dans un avenir proche si le gouvernement fédéral participait à son financement et si d'autres entreprises concluaient des accords de participation de longue durée du genre "toutes éventualités".

C'est dans ce but que l'entreprise s'est jointe à Énergie atomique du Canada limitée pour fonder Maritime Nucléaire. La fonction de cet organisme est d'étudier les aspects techniques, financiers et commerciaux de la construction d'un second groupe CANDU 635 MW sur le site de Point Lepreau. Ce réacteur serait construit pour satisfaire les besoins des marchés étrangers pendant ses premières années d'exploitation et pour constituer à l'avenir une source d'énergie peu coûteuse pour le Nouveau-Brunswick.

Énergie NB envisagerait la possibilité d'acheter la production de Lepreau 2 pour combler la légère insuffisance de capacité prévue à partir de 1992-1993. L'aménagement d'un second groupe nucléaire pourrait aussi, en vertu d'engagements contractuels, réduire les risques financiers associés à une défaillance de Lepreau 1.

c) Production thermique au charbon

L'incertitude qui caractérise le prix et l'approvisionnement du pétrole a ranimé l'intérêt dans le charbon comme source d'énergie. Les réserves en charbon identifiées indiquent que la quantité de charbon exploitable de la province est amplement suffisante pour produire 200 mégawatts additionnels.

Cependant la qualité du charbon semble limiter, actuellement, les possibilités de son utilisation, à moins qu'une nouvelle technologie soit mise au point permettant une utilisation accrue du charbon tout en respectant les directives environnementales.

d) Conversion des centrales thermiques alimentées au mazout

Dans le but de remplacer le mazout dans la production de l'électricité, l'entreprise étudie la possibilité de convertir au charbon ou au gaz naturel les centrales actuellement alimentées au mazout. Des études sont en cours en vue d'évaluer les bénéfices éventuels que les abonnées du Nouveau-Brunswick pourraient tirer des différentes solutions de conversion.

i) Conversion au charbon

La conversion au charbon des centrales nécessite de gros investissements pour les modifications ou le remplacement des chaudières et pour l'achat d'équipement nécessaire à la manutention et au traitement du charbon. Il est également nécessaire de noter que la conversion au charbon de groupes qui n'ont pas été initialement conçus pour brûler ce combustible réduira leur capacité de production de vapeur et donc d'électricité parce que les foyers des centrales au mazout sont de moindres dimensions. Il serait possible au besoin de revenir à la capacité de production initiale par un retour à l'exploitation à partir du mazout.

On a achevé deux des trois étapes d'une étude sur la possibilité de convertir la centrale de Coleson Cove au charbon. Cette étude est effectuée de concert avec le gouvernement fédéral dans le cadre du Programme de remplacement du pétrole. Les résultats obtenus jusqu'à

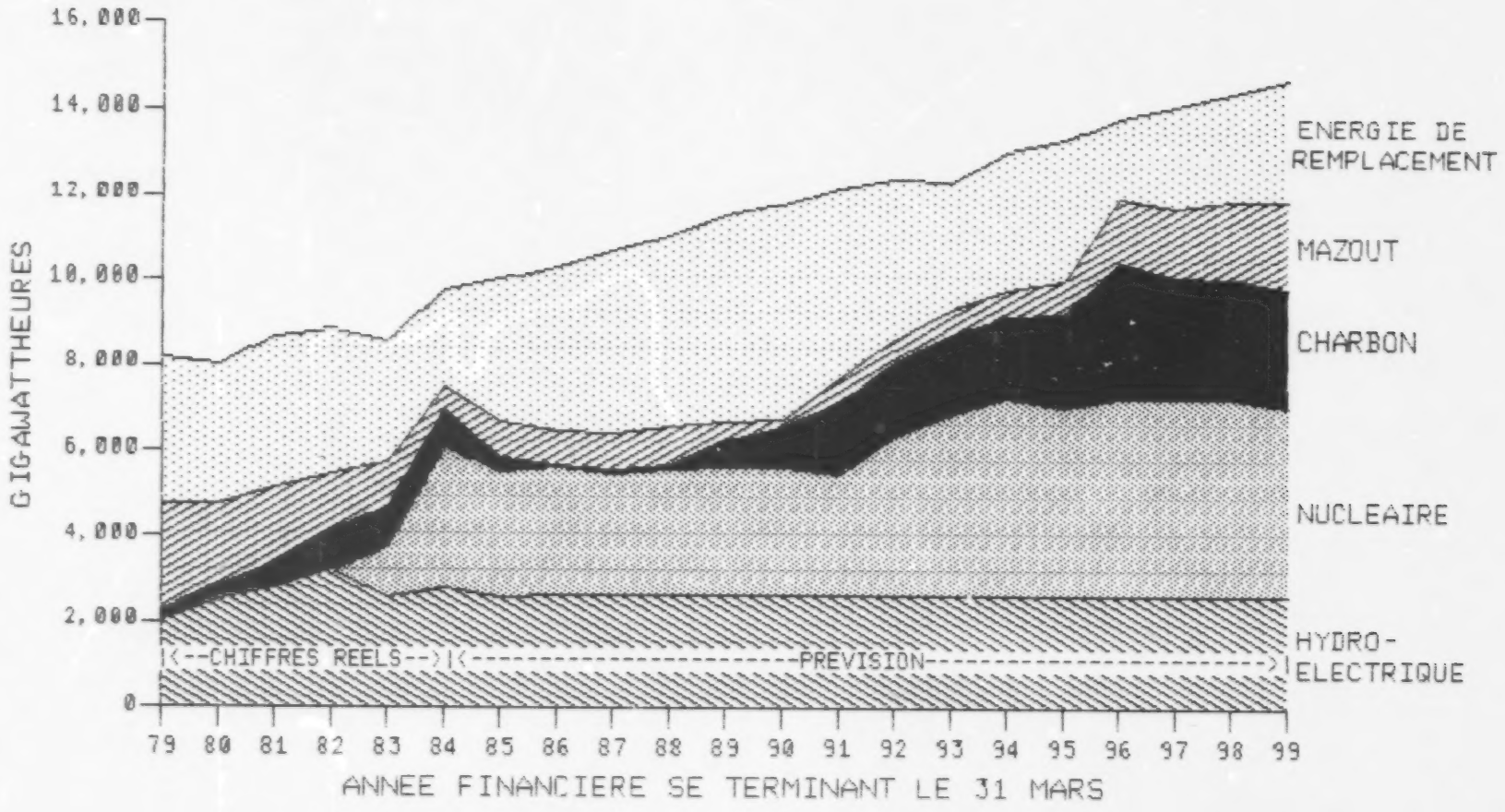
date ont démontré qu'en général la conversion est possible du point de vue technique et justifiable du point de vue économique. Une entente a été conclue avec Énergie, Mines et Ressources Canada (EMR) en ce qui concerne les aspects techniques préliminaires de la troisième phase de cette étude. Le travail a débuté le 1er avril 1984 et devrait continuer jusqu'au 31 mars 1985. La figure III montre la répartition de l'alimentation globale du réseau pour satisfaire la charge provinciale si la centrale de Coleson Cove est convertie au charbon.

La chaudière du groupe 1 de Dalhousie a été conçue dès le début de façon à permettre la conversion à la combustion du charbon. Compte tenu de ce fait et de l'existence de l'équipement de manutention du charbon installé à Dalhousie pour satisfaire les besoins d'alimentation du groupe 2, la conversion du groupe 1 devient de plus en plus désirable. Cette question sera étudiée davantage à l'avenir; aussi devront être examinés les impacts qu'une telle conversion peut avoir sur l'environnement ainsi que l'effet d'exigences de plus en plus rigoureuses dans le domaine du contrôle des émissions.

ii) Démonstration de la suspension eau-charbon

Un projet ayant pour but de déterminer s'il est possible d'utiliser une suspension eau-charbon (70 pour cent de charbon, 29 pour cent d'eau et 1 pour cent d'additifs) pour remplacer le mazout est en cours de réalisation à la centrale de Chatham. L'étude de faisabilité est entreprise conjointement avec Énergie, Mines et Ressources Canada (EMR) et la Société du

ENERGIE NB
SOURCES D'ENERGIE UTILISEES POUR L'ALIMENTATION DE LA CHARGE PROVINCIALE
(ENERGIE DE REMPLACEMENT SUPPOSEE DISPONIBLE)
CENTRALE DE COLESON COVE CONVERTIE AU CHARBON



79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99

ANNEE FINANCIERE SE TERMINANT LE 31 MARS

FIGURE III

développement du Cap Breton (SDCB). Le mélange combustible, appelé carbogel, est fabriqué par SDCB d'après un procédé mis au point par des chercheurs suédois.

On compte que le programme d'essais de combustion sera terminé au cours de l'automne 1984. Un grand nombre de problèmes techniques ont déjà été résolus; néanmoins, avant que l'application de cette technologie aux groupes de grande capacité ne soit considérée comme viable du point de vue commercial, il semble être nécessaire d'entreprendre des essais supplémentaires sur une petite échelle.

iii) Démonstration de la combustion sur lit fluidisé circulant

En décembre 1983 Énergie NB et Énergie, Mines et Ressources Canada ont signé une entente relative à un projet à deux phases ayant pour but de mettre au point une nouvelle technologie de combustion du charbon. La technologie permettrait une utilisation accrue du charbon à haute teneur en soufre du Nouveau-Brunswick qui soit acceptable du point de vue environnemental.

Il s'agissait, au cours de la première phase, de faire une évaluation préliminaire des aspects techniques et économiques de l'incorporation d'une chambre de combustion sur lit fluidisé circulant au turbo-alternateur du groupe 2 de la centrale de Chatham. Le but principal de la démonstration est d'évaluer ce procédé de combustion d'un mélange de charbon et de shistes bitumineux du Nouveau-Brunswick qui est censé éliminer jusqu'à 90 pour cent des émissions d'oxydes de soufre et d'azote.

Après achèvement en juin 1984 de la première phase de l'étude, une recommendation a été soumise au gouvernement fédéral en vue de la construction de l'unité de démonstration. La décision du gouvernement de passer à la deuxième phase du projet a été annoncée le 28 août 1984. Les travaux de construction, d'un coût de $33 millions, financés par le gouvernement fédéral, se poursuivront au cours des deux prochaines années et l'évaluation de la technologie exigera deux autres années.

Étant donné que les combustibles utilisés dans le procédé en question proviennent des mines de la province, il sera possible de maintenir le niveau de l'emploi dans l'industrie du charbon. De même, l'utilisation des shistes bitumineux dans le procédé de combustion simultanée crée des possibilités d'implantation de cette industrie dans la province.

Ce projet est le fruit de l'accord donné précédemment par EMR à une proposition d'Énergie NB d'utiliser la centrale de Chatham pour démontrer l'application de technologies énergétiques en voie de perfectionnement appropriées aux ressources du Nouveau-Brunswick. La centrale de Chatham a une capacité idéale pour des démonstrations et peut être consacrée à un programme d'essais sans risque pour le réseau.

iv) Conversion au gaz naturel

Il y a intérêt à considérer la possibilité d'utiliser le gaz naturel pour remplacer le mazout dans la production électrique au cas où le gouvernement fédéral déciderait de rendre le gaz naturel disponible dans les provinces maritimes. De fait, ni le gouvernement

fédéral, ni les provinces productrices n'encouragent le recours à long terme au gaz naturel dans les centrales thermiques; mais il y a des indications claires qu'une telle utilisation sera acceptable en raison du rôle qu'elle peut jouer à court terme dans l'établissement d'un marché viable de cette source d'énergie. La centrale de Coleson Cove a été conçue pour pouvoir brûler du gaz naturel. D'autres centrales, comme celle de Courtenay Bay, pourraient aussi être converties en y apportant des modifications techniques et des changements de conception. Une telle conversion serait encore plus avantageuse en termes de sécurité d'approvisionnement, étant donné qu'il s'agit d'une ressource canadienne.

On examinera davantage cette possibilité quand la date de disponibilité du gaz naturel dans la province sera connue et les coûts et les systèmes d'approvisionnement seront établis.

e) Production hydrauliques

i) Production marémotrice

L'aménagement d'une centrale marémotrice à l'extrémité supérieure de la baie de Fundy a fait l'objet de nombreuses études.

Une étude importante effectuée sous les auspices du Bureau des études marémotrices de l'Atlantique a conclu en 1969 que la production marémotrice était techniquement réalisable, mais peu rentable dans les conditions qui prévalaient à l'époque.

Les gouvernements fédéral, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick ont achevé en 1976 une étude importante sur l'aménagement de centrales marémotrices dans la région de la baie de Fundy. Elle portait surtout sur trois sites, soit un site à la baie Cobequid en Nouvelle-Écosse entre Economy Point et Cape Tenny pour la construction d'une centrale de 3800 MW; un deuxième site à l'embouchure du bassin Cumberland, entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse pour l'aménagement d'une installation de 1085 MW; et un troisième site à l'embouchure de la baie Shepody au Nouveau-Brunswick pour la construction d'une centrale de 1550 MW. Le rapport de cette étude identifiait le site de la baie Cobequid (bassin Minas) et celui du bassin Cumberland comme ayant la même viabilité économique, mais favorisait le site de moindre étendue du bassin Cumberland. La réalisation d'un tel projet nécessiterait une contribution considérable de la part du gouvernement fédéral à cause de l'énorme fardeau financier qu'imposerait l'aménagement d'une centrale marémotrice en particulier au cours des premières années d'exploitation.

Le Bureau des études marémotrices de la baie de Fundy a recommandé d'entreprendre d'autres études sur le site préférentiel situé sur l'embouchure du bassin Cumberland, site qui se partage entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse, tandis que celui du bassin Minas est situé totalement dans cette dernière province.

Les gouvernements fédéral et de la Nouvelle-Écosse ont terminé en 1982 une mise à jour des coûts et de la rentabilité de la production marémotrice dans la baie de Fundy, en particulier dans le cas d'une installation construite sur le site du bassin Minas situé entièrement en Nouvelle-Écosse. Cette mise à jour de 1982 indique que la viabilité économique de la production marémotrice a augmenté depuis 1976, date de l'étude.

Cependant, les conclusions de cette mise à jour devraient probablement être revisées quelque peu en fonction des changements survenus sur la scène régionale, en particulier les possibilités accrues d'achats d'énergie d'Hydro-Québec à partir de 1985 suite à la mise en service d'une deuxième interconnexion entre Énergie NB et Hydro-Québec.

A l'aide d'une subvention du gouvernement fédéral, la Nouvelle-Écosse vient de terminer la construction d'une centrale de démonstration de 20 MW à Annapolis. Le groupe de production, exploité à l'heure actuelle, fait partie du réseau de la Nouvelle-Écosse.

ii) Autres possibilités de production hydraulique

Énergie NB a fait préparer en 1975 une étude sur le potentiel hydroélectrique à long terme du bassin du fleuve Saint-Jean au Nouveau-Brunswick.

Cette étude a été suivie par d'autres enquêtes détaillées destinées à identifier les projets qui pourraient être entrepris pour aider à satisfaire les besoins prévus et à réduire davantage la dépendance à l'égard du pétrole importé. Ils sont décrits dans les paragraphes suivants.

1. L'entreprise vient de terminer les activités préalables au relèvement de 3 pieds du niveau du réservoir de Mactaquac et les eaux ont commencé à monter en juin 1984. Cette réalisation va accroître la production de la centrale de Mactaquac et permettre de supplanter en moyenne environ 100 000 barils de pétrole par année.

2. Il existe un autre projet qui a été sérieusement étudié au cours des dernières années. C'est le projet de l'aménagement d'une centrale de pompage sur la Rivière verte. L'installation serait située à environ deux milles en amont de l'installation hydroélectrique de Deuxième Sault qui appartient à la ville d'Edmundston et qui est située sur la même rivière. Le projet entraînerait la création d'un lac de 17 milles de long et l'installation aurait une capacité de production annuelle de quelques 130 millions de MW.h à partir de deux groupes de production ayant chacun une puissance nominale de 80 MW.

Les plans prévoient l'aménagement d'une installation d'emmagasinage saisonnier. L'eau accumulée pendant les crues de printemps servirait à la production d'électricité pendant les périodes de faible hydraulicité et de forte demande du réseau entre décembre et mars. Tout au long de l'année, l'installation servirait aussi la fonction de centrale à accumulation par pompage à cycle journalier. C'est-à-dire que les groupes seraient exploités pendant au moins deux heures chaque jour pour alimenter la charge de pointe. L'eau qui a servi à produire cette électricité est ensuite pompée du réservoir inférieur (Deuxième Sault) au réservoir supérieur pendant la nuit. L'énergie nucléaire peu coûteuse pourrait alimenter les besoins de pompage.

L'aménagement de la Rivière verte reste un projet d'avenir et la date de sa réalisation dépendra d'une part de sa rentabilité par rapport à d'autres projets possibles, et d'autre part de la croissance réelle de la charge.

3. Le projet du réaménagement de la centrale de Grand-Sault est d'intérêt particulier à Énergie NB vu la grande quantité d'énergie qu'il pourrait fournir. Une production annuelle moyenne de 386 000 MW.h pourrait résulter du réaménagement sans modification du niveau d'exploitation du bief d'amont et de l'addition d'une centrale à 300 MW de puissance installée. Par contre, si on élève le niveau du bief d'amont de 20 pieds, la même puissance installée pourrait fournir une production annuelle moyenne de 655 000 MW.h. Une grande proportion de l'énergie supplémentaire serait produite en périodes de forte hydraulicité.

La possibilité de vendre à l'avenir la production de pointe sur les marchés extérieurs rendrait alors plus intéressant l'aménagement d'une telle installation. Les rentrées découlant de telles ventes compenseraient en partie les sorties causées, dans les circonstances actuelles, par les investissements considérables afférents à ce projet pendant les premières années d'exploitation.

4. Énergie NB continue aussi à s'intéresser à d'autres projets hydrauliques, à savoir:

- L'aménagement au site de Morrill, entre Beechwood et Grand-Sault, d'une installation d'une puissance installée d'environ 140 mégawatts.

- La possibilité d'exploiter la centrale existante de Tobique comme une centrale de pompage. l'objectif de ce projet serait d'utiliser de façon plus efficace la capacité totale de production.

- L'établissement de nouveaux réservoirs et l'augmentation de la capacité des réservoirs en place, et ceci afin d'augmenter la production d'énergie durant les périodes du faible hydraulicité.

- L'addition de groupes de production de faible capacité sur le site des réservoirs d'emmagasinage existants.

- Le développement d'autres sites possibles de centrales hydroélectriques et (ou) d'installations à accumulation par pompage à travers toute la province.

L'entreprise examine continuellement les projets possibles de production hydraulique en tenant compte de leur aptitude à satisfaire la demande électrique de pointe, qui est de courte durée, ainsi qu'à supplanter la production au mazout. C'est ce dernier usage qui semble être, au cours des dix prochaines années, le plus avantageux. Toutefois, la mise en service d'une deuxième interconnexion avec Hydro-Québec aura des répercussions sur la rentabilité d'un projet comme le réaménagement du site de Grand-Sault. Il s'agit alors de comparer les effets économiques et les conséquences de l'aménagement et la possibilité d'assurer une source d'énergie qui réduirait davantage la dépendance à l'égard du pétrole.

f) Achats

Les achats à partir des réseaux interconnectés constituent pour l'entreprise une importante source d'énergie et non seulement remplacent la production thermique plus coûteuse, mais aussi, si les circonstances s'y prêtent, permettent à Énergie NB de retarder la construction de certaines centrales jusqu'à ce qu'il lui devienne possible d'entreprendre des projets plus importants et plus

économiques. Les achats dépendent de la disponibilité d'excédents de production chez les entreprises vendeuses. Dans le but de profiter de toutes possibilités, Énergie NB maintient des rapports continus avec les entreprises voisines.

Selon toutes prévisions, Hydro-Québec continuera, au cours de la décennie prochaine à avoir de l'énergie excédentaire. Normalement cette énergie n'a pas été considérée comme régulière et par conséquent on n'en tient pas compte pour l'alimentation de la demande électrique constante. Par contre, elle permet toujours de réduire le volume du pétrole importé utilisé à l'heure actuelle dans les centrales thermiques d'Énergie NB. Même si ces achats "d'énergie d'économie" sont moins coûteux, leur prix d'achat est directement lié au coût du pétrole. C'est pourquoi les bénéfices qui en découlent sont limités. Énergie NB maintient des relations étroites avec Hydro-Québec et est en mesure de profiter pleinement des possibilités qui se présentent.

Une deuxième interconnexion avec le réseau d'Hydro-Québec est en cours de construction. Une fois les travaux terminés, la capacité des interconnexions entre Énergie NB et Hydro-Québec sera le double de la capacité actuelle. C'est un des projets les plus importants réalisés au cours de la décennie au Nouveau-Brunswick et dans les provinces maritimes.

Dans le cadre de ce projet une interconnexion radiale temporaire à 138 kV a été mise en service en avril 1983 permettant ainsi à Énergie NB d'importer environ 50 MW pour desservir une partie de la région nord-ouest de la province.

La réalisation du reste du projet s'effectuera selon le programme suivant:

1. En novembre 1984, le service radial tout entier à 315 kv sera en place. Grâce à ce lien, Énergie NB sera en mesure d'importer le maximum de production qui peut techniquement être utilisée dans la région nord-ouest de la province. On estime à présent qu'il s'agira de 150 MW pour toute l'année et cette quantité augmentera lorsque le besoin se fera sentir.

2. En avril 1985, l'aménagement de l'interconnexion toute entière sera terminé lorsque sera achevée la construction du poste de haute tension courant continu de 350 MW. Ce poste sera lié au réseau de transport à 345 kv au Nouveau-Brunswick. Les essais de l'installation commenceront dès la fin des travaux de construction et on compte que la pleine exploitation commerciale commencera au cours de l'automne 1985. Une fois terminé, ce poste augmentera de 500 MW la capacité d'importation d'Énergie NB en provenance d'Hydro-Québec.

Dans le passé, les surplus disponibles à partir des réseaux de la Nouvelle-Angleterre et de la Nouvelle-Écosse étaient en général plus coûteux que l'énergie achetée à Hydro-Québec parce qu'ils provenaient de la production des turbines à gaz ou de petits groupes thermiques peu efficaces. Cependant depuis l'aménagement par la Nouvelle-Écosse de nouveaux groupes de production au charbon, Énergie NB a acheté de la Nouvelle-Écosse de l'énergie excédentaire provenant de centrales alimentées au charbon non seulement pour remplacer la production au mazout de son propre parc d'équipements mais aussi pour la revendre par le biais des interconnexions. Les interconnexions d'Énergie NB sont donc toujours un moyen rentable d'effectuer des transactions, ventes ou achats, avantageuses pour toutes les entreprises intéressées et leurs abonnés.

g) Production à partir des turbines à gaz

En général, le coût d'exploitation des turbines à gaz est élevé mais le coût en capital est bas; de même, les délais associés à l'acquisition et à l'installation sont peu prolongés. Donc, les turbines à gaz se prêtent bien à une production à faible facteur de capacité, soit pour satisfaire de façon fiable une demande de pointe imprévue ou à court terme, soit pour répondre aux besoins de pointe d'une région lorsqu'il est plus rentable de retarder l'aménagement d'équipement de transport.

Dans le réseau du Nouveau-Brunswick, les turbines à gaz ont été considérées comme une source de rechange à la production hydraulique de pointe, ou comme un moyen de remettre à plus tard la réalisation de projets de transport. C'était le cas de la centrale à gaz de Moncton. Comme il existe au Nouveau-Brunswick une vaste capacité de production hydraulique de pointe, exploitée ou non, un accroissement de production à partir des turbines à gaz ne semble pas être d'utilité directe pour satisfaire les besoins d'Énergie NB.

h) Sources d'énergie de remplacement

Énergie NB se tient toujours au courant des dernières découvertes technologiques sur l'utilisation des combustibles de rechange pour la production d'électricité. Jusqu'à date, les activités dans ce domaine ont consisté principalement en l'acquisition des connaissances les plus récentes sur les sources d'énergie de remplacement, telles que le bois, les capteurs d'énergie solaire, la collection passive de la chaleur, les sources d'eau souterraines, la production éolienne, etc.

Après l'incorporation d'une chambre de combustion sur lit fluidisé à la chaudière, la centrale de Chatham pourra être alimentée à partir d'une grande variété de combustibles. Au départ, le système de manutention du combustible sera conçu pour l'utilisation du charbon, des shistes bitumineux et du calcaire. Cependant la conception tiendra compte de la possibilité d'ajouter à l'avenir des équipements capables de traiter des combustibles de remplacement comme la tourbe, les déchets de bois, le coke de pétrole, etc.

i) Gestion de la charge

Il est difficile d'utiliser le terme "gestion de la charge" de façon uniforme car on lui prête plusieurs significations. Dans le contexte du présent document, ce terme a trait aux efforts de l'entreprise pour gérer de son côté la charge des abonnés. La production de l'énergie pendant les heures creuses de la nuit influence les frais d'exploitation du réseau à cause de l'efficacité accrue et de l'utilisation croissante des groupes thermiques qui alimentent cette portion de la charge. En déplaçant une portion de la charge de pointe à une période où il est plus facile de la satisfaire, on peut abaisser à la fois la demande de pointe et la demande constante. Cette pratique de transfert peut, selon la charge à alimenter et l'équipement de production utilisé pour la satisfaire, influencer favorablement les coûts et les besoins futurs de production.

Énergie NB offre depuis plusieurs années de l'énergie interruptible aux importants établissements industriels de la province qui ont leur propre équipement de production mais qui utilisent cette énergie interruptible pour réduire leur propre production. L'avantage de cette stratégie est de réduire les coûts de production électrique de l'entreprise ainsi que des industries acheteuses.

Énergie NB a de temps à autre examiné la possibilité de transférer une portion de la charge de la période de pointe aux heures creuses de façon à permettre à l'entreprise aussi bien qu'aux abonnés concernés de réaliser des économies. C'est pour les réseaux où prédomine la production thermique que cette stratégie de gestion de la charge présente le plus d'avantages. Cependant, Énergie NB, qui dispose d'excédents de production hydraulique de pointe, arrive à étendre efficacement la production thermique nécessaire sur une bonne partie de la journée. Ainsi, si on décidait de transférer une portion de la charge de pointe à la période hors-pointe, il serait nécessaire de changer la programmation de la production hydraulique pour tenir compte de la nouvelle période de pointe. Mais dans ce cas, la charge qu'il faut alimenter par les groupes thermiques et la demande électrique constante ne changeraient presque pas.

Énergie NB poursuit ses recherches pour mieux identifier la "nature" des charges et ainsi mieux prévoir les besoins futurs à satisfaire, que la gestion de la charge soit effectuée ou non.

j) Économies d'énergie

Les économies d'énergie restent une préoccupation majeure d'Énergie NB tant en ce qui a trait à sa propre exploitation qu'aux efforts fournis pour aider les abonnés. L'entreprise gère le programme de prêts à taux d'intérêt peu élevé offert par le gouvernement provincial pour encourager les propriétaires à améliorer l'isolation de leur maison. De même, Énergie NB participe à l'administration du Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes et à des recherches visant la mise au point de bâtiments à haut rendement énergétique. Parmi les premières réalisations de ce programme on compte les bureaux de district de Rothesay, Bathurst et Shédiac ainsi qu'un modèle de maison à haut rendement énergétique à Nasonworth non loin de Fredericton.

De plus, Énergie NB par l'intermédiaire du personnel de ses bureaux locaux et, au besoin, de spécialistes du siège social, se tient à la disposition de ses abonnés pour les renseigner directement sur les programmes de subventions disponibles, les aider à résoudre des problèmes particuliers et pour les conseiller directement en matière d'économies d'énergie.

k) Utilisation de la chaleur résiduelle

1. Aquiculture aux centrales d'Énergie NB

-i- Grand Lake

Énergie NB et le ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brusnwick ont entamé, il y a huit ans, un programme d'aquiculture à la centrale de Grand Lake. Lancé sur une petite échelle, ce projet avait pour but d'évaluer les bénéfices de l'élevage pendant l'hiver du saumon et de la truite dans l'eau tiède en proveneance d'une centrale. Les résultats obtenus ont montré que la croissnce du poisson se faisait deux fois plus rapidement que dans les écloseries traditionnelles avec les coûts réduits de moitié.

Après un début modeste, l'installation de démonstration a été agrandie au point qu'elle est maintenant un des centres les plus importants du Canada pour l'élevage du saumon et de la truite. Les chiffres suivants représentent la capacité de production annuelle de l'écloserie:

	Courante	Future
Truite de ruisseau	130 000	150 000
Touladi (truite grise)	100 000	100 000
Saumon d'eau douce	10 000	60 000
Saumon anadrome	10 000	60,000

Ce programme est remarquable par un autre aspect, à savoir, un coût d'aménagement relativement minime, d'environ $750 000, comparé aux $15 millions que coûterait une écloserie de même capacité.

ii) Mactaquac

A l'époque de la planification du barrage hydro-électrique de Mactaquac en 1960, on s'est rendu compte que ce complexe aurait probablement un effet sur les saumons migrateurs du fleuve Saint-Jean. On a donc construit une station d'élevage du saumon en aval du barrage pour protéger cette ressource. L'installation a une production annuelle de 250 000 saumoneaux.

Récemment, Énergie NB et Pêches et Océans Canada ont lancé conjointement une entreprise d'élevage de jeune saumon à Mactaquac. Ce projet, qui utilise l'eau tiède en provenance des systèmes de refroidissement des paliers de la turbine et du stator pour accélerer la croissance des jeunes saumons, est la seule installation piscicole au monde qui utilise l'eau tiède d'une centrale hydroélectrique.

Les tacons produits dans cette installation seront transférés à deux grandes écloseries pour l'élevage en eau froide. Le cycle de production du saumoneau dans ces deux écloseries sera réduit pour passer de deux ans à un an grâce à la croissance accélérée obtenue dans l'écloserie à eau tiède. Par conséquent, la production combinée se chiffrant à l'heure actuelle à 300 000 saumoneaux par an est effectivement doublée (600 000 saumoneaux). Etant donné l'économie de $1,50 par saumoneau réalisée par la réduction de moitié du nombre d'années nécessaires à leur production, on estime que le coût de production annuel diminuera de $900 000.

Une fois tous les travaux terminés, le coût de construction de la nouvelle écloserie de Mactaquac s'élèvera à $2,0 millions. Si on considère que la nouvelle installation permet de doubler la production des deux écloseries en existence et que cela coûterait $20 millions pour en construire deux nouvelles, il s'ensuit que cette réalisation augmente de façon considérable la rentabilité du programme d'enrichissement des populations de saumon du fleuve Saint-Jean. Comme indiqué plus haut, ce projet est une réalisation conjointe d'Énergie NB et du ministère fédéral des Pêches et Océans.

2. Serre de ruissellement

Le coût élevé du mazout utilisé pour le chauffage des serres a forcé cette industrie à réduire notablement sa production et en a diminué les profits. L'utilisation de la chaleur résiduelle des centrales thermiques permet de réduire les coûts d'exploitation des serres en remplaçant en partie le chauffage au mazout par la chaleur des eaux de décharge.

Le procédé de chauffage par ruissellement consiste à réchauffer l'extérieur de la structure en faisant couler de l'eau tiède sur la surface externe de la serre. On a construit deux serres d'un quart d'acre chacune sur le site de la centrale de Grand Lake. L'eau tiède en provenance du condenseur de la centrale ruisselle sur le toit de l'une de ces serres pour suppléer le système de chauffage traditionnel, tandis que la seconde serre, identique à la première, est chauffée de façon conventionnelle et sert de témoin pour mesurer l'efficacité de cette technique innovatrice.

Pendant la période de démonstration, on a observé que le coût du chauffage de la serre de ruissellement était environ 33 pour cent moindre que celui du chauffage de la serre à système traditionnel.

Quant aux autres facteurs, comme le rendement et la qualité de la récolte et les conditions d'environnement, ils se sont avérés pratiquement identiques. On peut donc conclure que l'utilisation à ces fins de la chaleur résiduelle est techniquement faisable et que les économies qui en découlent sont directement proportionnelles au coût du combustible remplacé.

La démonstration était financée conjointement par l'Association canadienne de l'électricité, le Secrétariat à l'énergie du Nouveau-Brunswick, N.B. Coal et Énergie NB. Un rapport sur ce projet est en cours de préparation.

VIII CONCLUSION

Les résultats d'une comparaison (Tableau II) de la capacité de production et de la somme de la demande prévue et de la réserve nécessaire indiquent que, pour satisfaire les besoins de la province, Énergie NB aura à accroître sa capacité de production au début des années 1990, même si les quantités requises ne seront pas considérables pendant les premières années. Il serait, néanmoins, probablement désirable de construire de nouvelles installations en vue de supplanter la production au mazout, et ceci en plus des ventes de participation à l'étranger si cela s'avère opportun, et si on peut montrer que de tels projets bénéficient à long terme les abonnés de la province.

Alors que les diverses sources d'énergie de remplacement ne paraissent pas devoir jouer en général un rôle considérable dans l'alimentation future de la demande provinciale, il n'en est pas moins essentiel d'utiliser au maximum les possibilités qui existent dans ce domaine. De plus il est très possible que les progrès technologiques et l'évolution de la rentabilité relative des diverses sources d'énergie rendent certaines de ces sources plus ou moins viables à l'avenir et qu'elles soient appelées à tenir une plus grande place dans le réseau d'Énergie NB.

Les économies d'énergie dépendent d'une utilisation mesurée et efficace de l'énergie, qu'il s'agisse de l'électricité ou de toute autre forme d'énergie, et c'est le but qu'Énergie NB s'attachera à atteindre.